

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

PEDRO AUGUSTHO BIASUZ BLOCK

**FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR EM DUAS
ESCALAS DE TEMPO**

CURITIBA

2016

PEDRO AUGUSTHO BIASUZ BLOCK

**FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE
ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR EM DUAS
ESCALAS DE TEMPO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof^º. Dr^º. Roman Kuiava

Coorientador: Prof^ª. Dr^ª. Raphael Augusto de S. Benedito

CURITIBA

2016

Block, Pedro Augustho Biasuz

Fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular em duas escalas de tempo / Pedro Augustho Biasuz Block. – Curitiba, 2016.

105 f. : il.; tabs.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Roman Kuiava

Coorientador: Raphael Augusto de S. Benedito

Bibliografia: p. 98-106

1. Algoritmos. 2. Estabilidade transitória. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Kuiava, Roman. II. Benedito, Raphael Augusto de S. III. Título.

CDD 621.3743



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
Setor TECNOLOGIA
Programa de Pós-Graduação ENGENHARIA ELÉTRICA

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **PEDRO AUGUSTO BIASUZ BLOCK** intitulada: **FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR EM DUAS ESCALAS DE TEMPO**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO.


Curitiba, 20 de Dezembro de 2016.

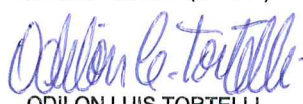

ROMAN KUIAVA

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)


JOSÉ CARLOS DE MELO VIEIRA JÚNIOR
Avaliador Externo (USP/SC)


GUSTAVO HENRIQUE DA COSTA OLIVEIRA
Avaliador Externo (UFPR)


RAPHAEL AUGUSTO DE S BENEDITO
Avaliador Externo (UTFPR)


ODILON LUIS TORTELLI
Avaliador Externo (UFPR)

AGRADECIMENTOS

Ao professor Roman Kuiava, pelos inestimáveis conhecimentos transmitidos, pela sabedoria e paciência durante as orientações, e por me guiar ao longo de todo o desenvolvimento deste trabalho me ajudando a superar todas as dificuldades.

Ao professor Raphael Augusto de S Benedito pela disponibilidade, apoio, orientações, e por sempre apresentar uma visão diferenciada e muito enriquecedora dos temas abordados.

Aos professores José Carlos de Melo Vieira Junior, Gustavo Henrique da Costa Oliveira e Odilon Luis Tortelli pela disposição de contribuir com o desenvolvimento deste trabalho, e pelos conhecimentos que muito agregaram a esta pesquisa.

Aos meus pais, Edson Block e Leila Biasuz, que sempre me apoiaram ao longo de toda minha vida acadêmica, e me proporcionaram todas as bases de educação e caráter para atingir meus objetivos.

Ao meu amor, Mayara Miqueletti de Lima, por estar sempre do meu lado, me dando forças para continuar, me apoiando nos momentos de fraqueza, sempre me incentivando a perseverar.

Aos meus colegas do Lactec, que me ensinam todos os dias conhecimentos técnicos imprescindíveis, pelo apoio profissional e pela amizade construída ao longos destes anos.

RESUMO

Devido às grandes mudanças que os sistemas elétricos vêm sofrendo, com destaque para o grande aumento da inserção de fontes de geração distribuída, faz-se cada vez mais necessária a avaliação do impacto destas fontes no sistema elétrico de potência. Estas análises podem ser realizadas tendo como enfoque diferentes avaliações, como impactos na operação em regime permanente, qualidade de tensão, avaliações da resposta transitória dos geradores conectados à rede, entre outros. Dentro deste contexto, algoritmos de fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade angular vêm sendo cada vez mais utilizados. Tais algoritmos permitem a otimização de parâmetros de regime permanente de sistemas elétricos de potência e consideram restrições da resposta transitória dos geradores conectados a rede. No entanto, o maior problema para a resolução deste tipo de algoritmo refere-se a dimensionalidade do mesmo. A fim de reduzir o referido problema de dimensionalidade, o presente trabalho faz uso da análise da estabilidade em duas escalas de tempo. Este tipo de análise se baseia em uma característica intrínseca aos sistemas elétricos de potência que consiste nas diferentes dinâmicas coexistentes, e permite a análise em escalas de tempo destas dinâmicas. O algoritmo proposto no presente trabalho une um algoritmo de resolução de fluxo de potência ótimo considerando restrições de estabilidade transitória angular com a abordagem em duas escalas de tempo, permitindo a utilização de modelos mais aprimorados de geradores sem comprometer a dimensionalidade do problema. Adicionalmente foi implementado um algoritmo classificador de contingências para redes multi-máquinas a fim de embasar a determinação da contingência a ser analisada pelo algoritmo de resolução em duas escalas de tempo proposto. Este algoritmo foi implementado e testado em uma rede de distribuição real de 32 barras. Os resultados apresentados foram satisfatórios tanto no tocante da obtenção da otimização a partir da modelagem em duas escalas de tempo, quanto na redução da dimensionalidade em comparação com o problema original, sem a divisão em escalas de tempo. O algoritmo classificador de contingências implementado permite uma análise crítica da contingência a ser avaliada na otimização, tendo seus resultados apresentados de forma intuitiva. O algoritmo de resolução do fluxo de potência ótimo considerando restrições de estabilidade transitória angular apresentou resultados ótimos considerando diferentes pesos para a função objetivo. Foi possível avaliar a estabilidade transitória angular para os dois subsistemas avaliados. E por fim demonstrou-se uma considerável redução na dimensionalidade do problema a partir da utilização da análise da estabilidade em duas escalas de tempo, quando comparado à resolução do mesmo problema sem a divisão em duas escalas de tempo.

Palavras Chave: Fluxo de potência ótimo. Estabilidade Transitória. Classificação de contingências. Análise da estabilidade em escalas de tempo.

ABSTRACT

Due considerable changes in the electric grids, like the increase of distributed generation connection, the impacts evaluation of these generation on the electric grid becomes more relevant. These evaluation can be done with different focuses, like the evaluation of steady state operation, voltage quality, transitory response of grid connected generator, etc. In this context, transient stability constrained optimal power flow algorithms has been increasingly used. Such algorithms allow the optimization of steady state parameters and additionally the evaluation of the angular transitory response of grid connected generators. However, the major technical challenge to solve these algorithms refers to the high solution dimensionality. To reduce the dimensionality problem, the present work applies the two times scale stability analyses, which bases in an intrinsic characteristic of the electrical systems, the coexistence of different dynamics response in the same system. Thus, the proposed algorithms join a transient stability constrained optimal power flow algorithm with the two time scale approach, allowing the application of more complex generator models without compromise the problems dimensionality. Additionally was developed a contingency classifier to multi-machines grids with the purpose of choosing the optimal power flow contingency. The complete implemented algorithm was tested in a real distribution system of 32 buses and presented satisfactory results in the context of optimizing the modeled problem, and also reducing the dimensionality of the system when compared with the original problem, without applying the two time scales approach. The contingency classifier allows a critical analysis of the more relevant contingencies to be considered, and present the results in an intuitive way. The transient stability constrained optimal power flow algorithm presented consistent results considering several objective function weights. Also the transitory angular stability was verified for both subsystems. And finally, a considerable reducing of the dimensionality of the problem was reached due the application of the two time scales approach, when compared with the original problem

Key Words: Optimal power flow. Transient stability. Contingency classifier. Time scales stability analysis.

LISTA DE FIGURAS

| | | |
|------|--|----|
| 1.1 | Matriz energética brasileira - 2015. Fonte: (MME, 2016) | 14 |
| 2.1 | Circuito equivalente - modelo de 1 eixo. Fonte: (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000) | 23 |
| 2.2 | Representação de um SEP multimáquinas para estudos de estabilidade. Fonte: (RAMOS, 2002) | 28 |
| 4.1 | Sistema ilustrativo de escalas de tempo. Fonte: (ALBERTO; CHIANG, 2009). | 47 |
| 4.2 | Comportamento dinâmico do sistema ilustrativo. | 48 |
| 4.3 | Representação gráfica do comportamento dos subsistemas rápido e lento. Fonte: adaptado de (ALBERTO; CHIANG, 2009) | 54 |
| 4.4 | Fluxograma para análise da estabilidade em duas escalas de tempo. | 61 |
| 5.1 | Potência vs Ângulo do rotor - Margem de Estabilidade. Fonte: (LARA, 2014). | 63 |
| 5.2 | Fluxograma do classificador de contingências. | 67 |
| 5.3 | Fluxograma do Algoritmo Proposto. | 72 |
| 6.1 | Diagrama unifilar do sistema teste. | 76 |
| 6.2 | Classificação das contingências - sistema original. | 78 |
| 6.3 | Classificação de contingências em função do tempo de eliminação de falta. | 80 |
| 6.4 | Classificação de contingências em função do carregamento do sistema. | 81 |
| 6.5 | Classificação de contingências em função de H1. | 82 |
| 6.6 | Classificação de contingências em função de H2. | 83 |
| 6.7 | Trajetória dos ângulos dos rotores de ambos os geradores até o primeiro pico. | 85 |
| 6.8 | Número de iterações de cada FPO-RETA executado. | 86 |
| 6.9 | Trajetória dos ângulos do rotor dos geradores- período pós falta. | 87 |
| 6.10 | Trajetória da variável lenta E'_q | 88 |
| 6.11 | Comparativo do primeiro pico de oscilação de δ_{GD_1} entre o modelo do subsistema rápido e o modelo de 1 eixo. | 90 |
| 6.12 | Comparativo do primeiro pico de oscilação de δ_{GD_2} entre o modelo do subsistema rápido e o modelo de 1 eixo. | 90 |

| | | |
|------|--|----|
| 6.13 | Classificação das contingências considerando o resultado ótimo do algoritmo do FPO-RETA. | 91 |
| 6.14 | Tendência do número de variáveis e restrições com o aumento do número de geradores no problema do FPO-RETA modelado. | 94 |

LISTA DE TABELAS

| | | |
|-----|---|-----|
| 1.1 | Autoprodutores por setor econômico em 2014. Fonte: (MME, 2015) | 14 |
| 6.1 | Parâmetros dos geradores síncronos conectados ao sistema teste. | 76 |
| 6.2 | Contingências classificadas da mais crítica para a menos crítica. | 79 |
| 6.3 | Estudos de caso da análise paramétrica. | 80 |
| 6.4 | Potências ativa e reativas ótimas resultantes do algoritmo do FPO-RETA. | 85 |
| 6.5 | Resultados ótimos do algoritmo do FPO-RETA para diferentes valores de pesos da função objetivo. | 87 |
| 6.6 | Comparação do número de variáveis e restrições com a aplicação de técnicas para redução da dimensionalidade | 92 |
| 1 | A1 - Características das barras sistema Anexo A | 103 |
| 2 | A2 - Características das linhas sistema Anexo A | 103 |
| 3 | A3 - Características dos geradores sistema Anexo A | 103 |
| 4 | B1 - Dados das linhas do sistema teste - Anexo B | 104 |
| 5 | B2 - Dados das barras do sistema teste - Anexo B | 105 |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| AGRADECIMENTOS | 3 |
| RESUMO | 4 |
| ABSTRACT | 5 |
| LISTA DE ILUSTRAÇÕES | 7 |
| LISTA DE TABELAS | 8 |
| 1 INTRODUÇÃO | 13 |
| 1.1 Algoritmo de otimização considerando critérios de estabilidade transitória . | 16 |
| 1.2 Objetivos | 17 |
| 1.2.1 Objetivo geral | 17 |
| 1.2.2 Objetivos específicos | 17 |
| 1.3 Justificativa | 18 |
| 1.4 Estrutura da dissertação | 19 |
| 2 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA | 21 |
| 2.1 Modelagem de máquinas síncronas para estudos de estabilidade transitória angular | 22 |
| 2.1.1 Modelo de gerador de 1 eixo | 23 |
| 2.1.2 Modelo clássico | 25 |
| 2.2 Modelagem do SEP para análise da estabilidade transitória angular | 26 |
| 2.3 Considerações finais | 27 |
| 3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR | 29 |
| 3.1 Métodos existentes para resolução de um FPO-RETA | 31 |
| 3.2 Formulação do FPO Convencional | 34 |
| 3.2.1 Função Objetivo | 35 |
| 3.2.2 Equações de balanço de potência ativa e reativa | 36 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 3.2.3 | Limites Técnicos Operacionais | 37 |
| 3.3 | Formulação do FPO com Restrições de Estabilidade Transitória Angular . | 38 |
| 3.3.1 | Discretização das equações do gerador | 39 |
| 3.4 | Problema da Dimensionalidade do FPO-RETA | 42 |
| 3.4.1 | Redução do tempo de simulação pós falta | 43 |
| 3.4.2 | Aumento da ordem do modelo do gerador | 44 |
| 3.4.3 | Seleção das contingências críticas | 44 |
| 3.5 | Considerações Finais | 45 |
| 4 | ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM ESCALAS DE TEMPO | 46 |
| 4.1 | Conceitos Gerais para Decomposição em duas Escalas de Tempo | 50 |
| 4.1.1 | Definições matemáticas para tratamento de EDOs | 50 |
| 4.1.2 | Decomposição em duas escalas de tempo | 52 |
| 4.2 | Análise da estabilidade em 2 escalas de tempo | 54 |
| 4.3 | Modelagem do Sistema Elétrico em Escalas de Tempo | 57 |
| 4.4 | Procedimentos para Análise da Estabilidade em 2 Escalas de Tempo | 59 |
| 4.5 | Considerações Finais | 59 |
| 5 | METODOLOGIA PROPOSTA | 62 |
| 5.1 | Estabilidade da primeira oscilação | 62 |
| 5.2 | Algoritmo para classificação de contingências | 65 |
| 5.3 | Algoritmo proposto | 68 |
| 5.3.1 | Avaliação do FPO-RETA em duas escalas de tempo | 69 |
| 5.3.2 | Avaliação da estabilidade através da primeira oscilação | 70 |
| 5.3.3 | Fluxograma do algoritmo proposto | 71 |
| 5.4 | Considerações Finais | 74 |
| 6 | SISTEMA TESTE E RESULTADOS | 75 |
| 6.1 | Descrição do sistema teste | 75 |
| 6.2 | Classificação de contingências e análise paramétrica | 77 |
| 6.2.1 | Caso 1 - Variação do tempo de eliminação da falta | 80 |
| 6.2.2 | Caso 2 - Variação do carregamento do sistema | 81 |
| 6.2.3 | Caso 3 - Variação da constante de inércia dos geradores | 82 |

| | | |
|----------|---|------------|
| 6.3 | Simulação do FPO-RETA em 2 escalas de tempo | 84 |
| 6.3.1 | Avaliação do subsistema rápido | 84 |
| 6.3.2 | Avaliação do subsistema lento | 87 |
| 6.3.3 | Comparação do primeiro pico do angulo do rotor | 89 |
| 6.3.4 | Classificação das contingências a partir do resultado ótimo | 90 |
| 6.3.5 | Avaliação da redução de dimensionalidade | 92 |
| 6.4 | Considerações finais | 93 |
| 7 | CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS | 95 |
| | REFERÊNCIAS | 98 |
| | ANEXO A | 103 |
| | ANEXO B | 104 |

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia elétrica, aliado ao crescente interesse social na utilização de fontes de energia renováveis e diversificação da matriz energética, bem como a intensa expansão do consumo de energia, levaram a uma tendência de descentralização da geração do sistema elétrico de potência. A expansão de linhas de transmissão por vezes esbarra em entraves ambientais e sociais, de forma que o interesse na utilização da geração distribuída próxima aos centros consumidores é cada vez maior. Esta tendência passa a ser observada a partir da década de 1990 e perdura até os dias atuais, tendo seu desenvolvimento aliado ao desenvolvimento de novas tecnologias, sejam elas de fontes renováveis ou não (KUNDUR, 1994), (KUIAVA, 2010) e (SALIM et al., 2011).

No contexto nacional, a descentralização da geração no sistema elétrico ainda apresenta valores modestos quando comparada as grandes usinas de geração de energia elétrica, no entanto o crescente interesse na geração distribuída vem fazendo com que outras fontes de energia comecem a se destacar na matriz energética nacional. O panorama de desenvolvimento e expansão da geração distribuída no âmbito nacional pode ser destacado na matriz energética brasileira de 2015 (MME, 2016) apresentada na Figura 1.1. Verifica-se que além da predominância da geração hidráulica, característica preponderante do sistema elétrico brasileiro, outras fontes de energia renováveis destacam-se, como a geração com base em biomassa e a energia eólica.

A partir dos dados apresentados na Figura 1.1 destaca-se a geração de biomassa, representando 8% do total da matriz energética, índice consideravelmente superior ao da geração solar e eólica. Este fato deve-se a um amplo desenvolvimento de autoprodutores iniciado em 2001 com a elevação do preço da energia elétrica, a qual favoreceu

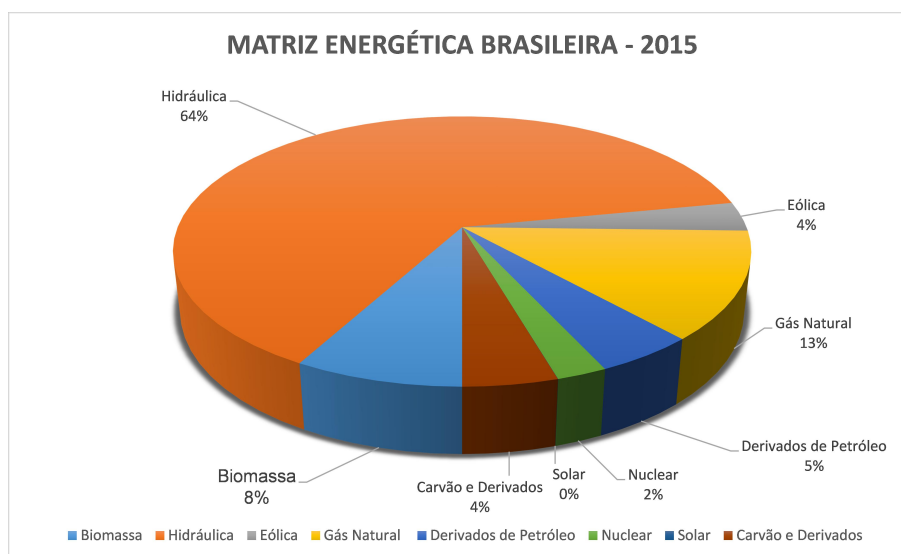


Figura 1.1: Matriz energética brasileira - 2015. Fonte: (MME, 2016)

Tabela 1.1: Autoprodutores por setor econômico em 2014. Fonte: (MME, 2015)

| Setor | Uso Cativo | Uso próprio | Vendas | Total | Consumo Total | % Geração /Consumo |
|------------------|------------|-------------|--------|--------|---------------|--------------------|
| Sucroalcooleiro | 13,148 | 13,148 | 19,122 | 32,271 | 13,648 | 136,4 |
| Mineiração | 817 | 2,777 | 90 | 2,866 | 12,592 | 22,8 |
| Siderurgia | 8,529 | 12,029 | 758 | 12,788 | 26,208 | 48,8 |
| Não Ferrosos | 2,786 | 12,747 | 170 | 12,918 | 32,553 | 39,7 |
| Petróleo | 11,453 | 11,453 | 127 | 11,580 | 15,431 | 75,0 |
| Papel e Celulose | 10,243 | 10,243 | 2,267 | 12,510 | 20,711 | 60,4 |
| Química | 1,680 | 1,680 | 636 | 2,316 | 22,361 | 10,4 |
| Agropecuário | 910 | 1,835 | 343 | 2,178 | 26,735 | 8,1 |
| Outros | 2,682 | 4,301 | 239 | 4,540 | 360,842 | 1,3 |
| Total | 52,247 | 70,213 | 23,752 | 93,965 | 531,080 | 17,7 |

os investimentos na instalação de geradores de médio porte conectados próximos aos consumidores, permitindo a redução do consumo próprio, bem como, a exportação de energia para o mercado energético. Quinze anos depois, estas fontes de geração de médio porte são relevantes e representativas no setor elétrico nacional, com destaque para o setor da geração a partir do bagaço da cana de açúcar, muito desenvolvido no estado de São Paulo. A Tabela 1.1 apresenta o panorama dos autoprodutores conectados a rede, segmentados por setor econômico, com destaque ao supracitado setor sucroalcooleiro que apresentou um superávit de 136% de energia exportada para a rede em comparação a energia consumida pelo mesmo setor (MME, 2015).

A grande disseminação de geradores distribuídos nos sistemas de distribuição destacada traz consigo diversos desafios de ordem técnica no que tange os impactos deste tipo de geração no sistema. Uma vez que os sistemas de distribuição atuais foram concebidos muito antes da utilização de fontes de GDs, estes foram projetados como redes passivas, não estando preparados para a inserção de elementos ativos. Diversos estudos realizados neste contexto destacam para a necessidade de sistemas especiais de proteção, controles dos níveis de tensão, despacho de geração entre outros, quando da presença de GD em sistemas de distribuição (GOMES et al., 2000).

Considerando geradores de médio porte conectados a rede de distribuição, usualmente conectados em níveis de tensão igual ou inferior a $34,5kV$. Tais redes, por não terem sido projetadas considerando a conexão destes geradores, podem apresentar diferentes tipos de problemas, como por exemplo, o tempo de atuação do sistema de proteção podem apresentar valores relativamente longos para estas características de rede (ABREU, 2005). Adicionalmente, geradores de médio porte costumam ter valores de constante de inércia baixos, quando comparados com grandes máquinas, o que faz com que estes geradores distribuídos apresentem uma baixa robustez quando da ocorrência de faltas no sistema. Este conjunto de fatores somados faz com que, muitas vezes antes da proteção atuar o gerador conectado a rede já tenha perdido o sincronismo e sido desconectado do sistema. Muito embora exista o sistema de desconexão dos geradores distribuídos, caso o mesmo percam o sincronismo, esta situação não é interessante para operação do sistema elétrico uma vez que a geração distribuída possui um alto grau de inserção na rede. Ou seja, a desconexão de geradores distribuídos, em casos de grandes perturbações, pode acarretar problemas adicionais devido a sua relevância em determinadas redes de distribuição.

Tendo em vista a problemática apresentada, destaca-se a importância da avaliação do comportamento dinâmico de geradores distribuídos em redes de distribuição frente a grandes perturbações.

1.1 Algoritmo de otimização considerando critérios de estabilidade transitória

A operação ótima de sistemas de distribuição considerando a inserção de GD vem sendo estudada pela comunidade científica, visto que este tipo de avaliação proporciona diversas vantagens operacionais. Através deste tipo de avaliação é possível minimizar os impactos negativos das fontes de GDs através da alocação, bem como, do dimensionamento ótimo destas fontes, além de possibilitar a diminuição das perdas, diminuição das violações no perfil de tensão, decréscimo de sobrecarga nas linhas, desempenho dinâmico satisfatório e robustez em relação a incidência de perturbações (XU et al., 2012). A avaliação ótima de sistema elétricos de potência pode ser realizada vislumbrando a minimização de diferentes critérios na função objetivo, sendo que normalmente a redução de custos, bem como a minimização de perdas são as mais recorrentes. Uma das principais ferramentas utilizada para este tipo de estudo consiste no fluxo de potência ótimo (FPO), o qual possui como principal proposta determinar um estado ótimo de operação do sistema a partir de uma função objetivo respeitando uma série de limites operacionais. Tanto a modelagem da função objetivo como dos limites operacionais dependem do enfoque dado ao estudo.

Dado o devido destaque aos impactos na resposta transitória de fontes de GD conectadas ao sistema de distribuição, é de grande importância a avaliação ótima destes sistemas considerando limites de estabilidade transitória do sistema durante a ocorrência de grandes perturbações no sistema. Dentro deste contexto, alguns trabalhos como ((FUCHS, 2015), (XU et al., 2012), (GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000), (Y.; KUBOKAWA; SASAKI, 2002), (SCALA; TROVATO; ANTONELLI, 1998), (CHEN et al., 2001), (BRUNO; TUGLIE; SCALA, 2002), (NGUYEN; PAI, 2003), (RUIZ-VEGA; PAVELLA, 2003), (ZARATE-MINANO et al., 2010) e (JIANG; HUANG, 2010)) apresentam a modelagem de um fluxo de potência ótimo considerando restrições de estabilidade transitória angular (FPO-RETA). Esta abordagem apresenta como um de seus maiores desafios a dimensionalidade do problema, uma vez que o comportamento transitório dos geradores, em um intervalo de tempo de interesse, deve ser modelado nas restrições do problema de

otimização em questão.

O presente trabalho está inserido neste contexto, apresentando uma contribuição na modelagem e solução de um fluxo de potência ótimo considerando restrições de estabilidade transitória angular através da modelagem destas restrições em duas escalas de tempo na qual pretende-se reduzir o esforço computacional para solução do problema, permitindo assim a utilização de modelos computacionais mais complexos do sistema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma ferramenta computacional para cálculo do ponto de operação ótimo de unidades de geração distribuída visando um compromisso entre desempenho em regime permanente da rede de distribuição e de regime transitório dos geradores frente à incidência de perturbações severas.

1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

1. Definir a modelagem de geradores síncronos divididos em subsistemas rápido e lento, a partir da teoria da estabilidade em escalas de tempo.
2. Desenvolver o fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória tendo como base a abordagem em duas escalas de tempo;
3. Estudar e implementar um algoritmo de classificação de contingências para casos multi-máquinas a fim de embasar a escolha da contingência a ser estudada no FPO-RETA em duas escalas de tempo;
4. Validar a metodologia proposta através de simulações computacionais de um sistema-teste, evidenciando os ganhos e limitações do algoritmo implementado;

5. Analisar e documentar os resultados.

1.3 Justificativa

O principal problema de interesse desta pesquisa é o de determinar o despacho ótimo de geradores síncronos na rede de distribuição considerando critérios de desempenho tanto em regime permanente, como transitório, além de aspectos econômicos da operação da rede. A resolução deste problema deve ser, portanto, útil para o planejamento da operação e expansão de redes de distribuição feito pelas concessionárias de energia elétrica, assim como, para os próprios produtores independentes, tendo em vista que a confiabilidade da operação de seus geradores frente à incidência de perturbações pode ser estudada a partir da resolução deste problema. É importante enfatizar que diversos cenários podem ser avaliados, como por exemplo, a possibilidade de instalação de várias unidades de geração simultaneamente, ou diferentes perturbações na rede.

A fim de aprimorar avaliação da segurança dinâmica de um SEP, uma das contribuições do presente trabalho consiste no desenvolvimento de um algoritmo de classificação de falta. Considerando a diversidade de contingências que podem ocorrer em uma mesma rede, é interessante definir critérios de classificação destas contingências permitindo que os casos avaliados na otimização do sistema sejam os mais críticos do ponto de vista dinâmico. Para tanto, o algoritmo de classificação de contingências avalia a resposta transitória dos geradores conectados à rede sob estudo para todas as contingências de interesse. Com base nestas respostas transitórias é possível classificar a criticidade de cada contingência, tendo em vista sempre a avaliação do caso multi-máquinas.

Uma vez definidas as contingências críticas e, portanto, interessantes de serem avaliadas, faz-se necessária a resolução do problema de otimização considerando as restrições de estabilidade transitória. Dentro deste contexto destaca-se o trabalho em (FUCHS, 2015), no qual foi implementado justamente a solução de um FPO-RETA para geradores síncronos conectados em redes de distribuição. No entanto, neste trabalho (assim como, em vários

outros (XU et al., 2012), (PIZANO-MARTINEZ; FUERTE-ESQUIVEL; RUIZ-VEGA, 2009)) os geradores síncronos foram representados matematicamente por meio do modelo clássico, o qual permite somente a avaliação da dinâmica rápida dos geradores, não levando em consideração os efeitos transitórios das tensões de armadura e das malhas de controle das máquinas.

O diferencial do presente trabalho se dá na inclusão das restrições de estabilidade transitória angular no problema de FPO usando como base a teoria de estabilidade em duas escalas de tempo. Esta teoria se fundamenta no desacoplamento do modelo dinâmico do gerador em dois subsistemas de equações: o subsistema rápido, o qual é constituído pelas dinâmicas que respondem rapidamente após à incidência de perturbações, e o subsistema lento, o qual se constitui pelas dinâmicas de resposta mais lenta a estas perturbações (ALBERTO; CHIANG, 2009) e (PILLCO, 2015). A abordagem em duas escalas de tempo para modelagem das restrições de estabilidade transitória deve permitir a utilização de modelos mais elaborados de geradores, levando em consideração as dinâmicas das tensões do enrolamento do estator. Além disto, a utilização da modelagem em duas escalas de tempo visa reduzir o alto custo computacional intrínseco a modelagem dos geradores em ordens elevadas.

1.4 Estrutura da dissertação

Esta dissertação de mestrado está organizada conforme a estrutura a seguir:

- No Capítulo 2 são apresentados os principais conceitos referentes a análise da estabilidade transitória angular, bem como da modelagem do SEP. São definidos os diferentes tipos de análise de estabilidade, tendo como foco a estabilidade transitória angular. Por fim são discutidos os conceitos da modelagem de geradores, cargas e linhas, e sua representação para estudos de estabilidade transitória angular.
- No Capítulo 3 é apresentado o problema do fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular. É apresentada uma revisão bibliográfica das

principais técnicas utilizadas no tocante do FPO-RETA. A formulação matemática utilizada no presente trabalho é apresentada. E por fim é discutido problema da dimensionalidade, apresentado suas principais causas e possíveis estratégias para reduzir este problema.

- No Capítulo 4 é apresentada a teoria da análise de estabilidade em escalas de tempo. São apresentados os principais trabalhos na área, bem como o embasamento matemático para utilização desta técnica de análise. Por fim é apresentada a divisão em duas escalas de tempo para modelos de geradores de 1 eixo, divisão esta utilizada no presente trabalho.
- No Capítulo 5 é apresentada a metodologia proposta no presente trabalho. São discutidos os algoritmos propostos, tanto para o classificador de contingências quanto para o FPO-RETA em duas escalas de tempo.
- No Capítulo 6 é apresentado o sistema-teste de geração distribuída estudado, bem como a aplicação dos algoritmos propostos. São apresentadas análises utilizando o classificador de contingências e o algoritmo do FPO-RETA em duas escalas de tempo, a fim de demonstrar a funcionalidade destes em um sistema de distribuição real.
- O Capítulo 7 aborda as considerações finais análises dos resultados e da abrangência da metodologia proposta, também propondo estudos futuros envolvendo diferentes itens abordados nesta dissertação.

CAPÍTULO 2

ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A análise de estabilidade de sistemas elétricos de potências pode ser avaliada de diferentes enfoques. Classicamente a mesma é dividida em três campos de avaliação, sendo: a estabilidade angular, ou de ângulo do rotor, a estabilidade de frequência e a estabilidade de tensão. Adicionalmente é possível avaliar a estabilidade para pequenas perturbações como variações do carregamento do sistema, bem como avaliar a estabilidade para grandes perturbações, como a saída de grandes blocos de cargas ou a ocorrência de faltas no sistema (KUNDUR et al., 2004). O presente trabalho tem como foco a avaliação da estabilidade angular de geradores síncronos frente a ocorrência de grandes perturbações.

Para a avaliação da resposta transitória de geradores síncronos frente a grandes perturbações as não linearidades do sistema elétrico de potência devem ser consideradas, de forma que, para tais avaliações representa-se o SEP a partir de um conjunto de equações diferenciais não-lineares, sendo a análise baseada na teoria de sistemas não lineares (KUNDUR, 1994). A análise da estabilidade transitória é realizada tendo em vista a resposta do sistema à grandes perturbações, como saídas de grandes cargas, curto-circuitos, entre outros.

Considera-se um sistema elétrico de potência operando em equilíbrio, ou seja, com as máquinas operando em velocidade constante e síncrona. No caso da ocorrência de uma grande perturbação ocorrerá um desequilíbrio de potência no sistema, ocasionando a aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas conectadas a este sistema. No caso do sistema restabelecer balanço de potências para uma nova configuração de ângulo das máquinas, este sistema é dito estável. Já no caso de o sistema não encontrar um estado de equilíbrio, ou seja, a trajetória do ângulo do rotor apresente um aumento crescente na

amplitude de suas oscilações, tal comportamento leva a perda do sincronismo do gerador e é dito como um sistema instável e portanto, os sistemas de proteção devem atuar o quanto antes, isolando o ponto da falta e restabelecendo o sistema (KUNDUR, 1994). A fim de possibilitar a avaliação da estabilidade transitória de um sistema através de simulações computacionais, a modelagem do sistema é de suma importância, com destaque para o modelo utilizado para os geradores, os quais dependendo da complexidade utilizada levarão a diferentes resultados e avaliações.

2.1 Modelagem de máquinas síncronas para estudos de estabilidade transitória angular

Máquinas síncronas são elementos muito utilizados em sistemas elétricos de potência, e portanto devem ser devidamente consideradas em diferentes tipos de estudos. Devido à sua complexidade existem diversos tipos de modelos de máquinas síncronas, divergindo com complexidade e aplicação. No tocante da avaliação da estabilidade transitória, um dos modelos mais detalhados consiste em um modelo de sétima ordem que considera a representação da máquina a partir do modelo equivalente de dois polos. Este modelo considera a dinâmica do rotor, modelada pela posição e velocidade angular, os transitórios elétricos do rotor e do estator, os efeitos do fluxo principal do rotor, os efeitos dos enrolamentos amortecedores e das correntes parasitas. O modelo de sétima ordem descrito também é discutido em (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000).

A utilização de modelos complexos de máquinas síncronas, como o modelo supracitado, pode acarretar em problemas de dimensionalidade devido a grande quantidade de equações a serem solucionadas, principalmente para sistemas com diversas máquinas, o que, segundo (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000) inviabilizaria a maioria dos estudos. Desta forma, é possível utilizar modelos reduzidos para máquinas síncronas, desde que com base em considerações físicas e de acordo com o problema em estudo. Neste tocante existem diferentes modelos reduzidos para geradores síncronos usualmente utilizados, no presente

trabalho serão discutidos dois deles, os quais serão utilizados na metodologia proposta.

2.1.1 Modelo de gerador de 1 eixo

O modelo simplificado de 1 eixo, para geradores síncronos, despreza fenômenos ocorridos no período subtransitário, considerando apenas os efeitos transitórios. Adicionalmente despreza as variações dos fluxos magnéticos no estator (ou tensões transformatórias) e considera que as variações da velocidade do rotor (ω) são suficientemente pequenas para desconsiderar seu efeito nas tensões da máquina, ou seja, ω igual a velocidade síncrona. Por fim, na modelagem do gerador síncrono a partir do modelo de 1 eixo as correntes de Foucault que fluem através do rotor também são desprezadas. Esta hipótese é comumente adotada para máquinas com rotor de pólos salientes, nas quais as correntes formadas através da laminação do ferro são muito menores. Já para máquinas de polos lisos, usualmente utiliza-se o modelo de gerador de 2 eixos, o qual considera as correntes de Foucault, porém não será detalhado no presente trabalho (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000).

Tendo como base as simplificações apresentadas, o modelo de gerador síncrono de 1 eixo pode ser representado como um circuito formado por uma força eletromotriz (fonte de tensão, E') em série com uma reatância (x'_d) e uma resistência (r). Este circuito é apresentado na Figura 2.1.

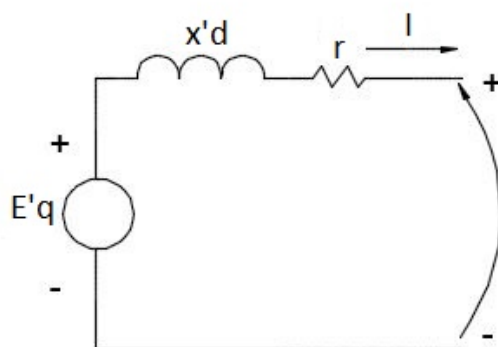


Figura 2.1: Circuito equivalente - modelo de 1 eixo. Fonte: (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000)

A dedução das equações do modelo de 1 eixo são apresentadas em (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000) e não serão descritas no presente trabalho. Em (2.1), (2.2) e (2.3) são apresentadas as equações de estado do modelo de 1 eixo para um determinado gerador i .

$$\dot{\delta}_i = \omega_0 \omega_i \quad (2.1)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} [P_{mi} - E'_{qi} I_{qi} - (x'_{di} - x'_{qi}) I_{di} I_{qi}] \quad (2.2)$$

$$\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{\tau'_{doi}} [E_{FDi} - E'_{qi} + (x_{di} - x'_{di}) I_{di}] \quad (2.3)$$

onde,

δ_i : ângulo do rotor do i -ésimo gerador;

ω_i : velocidade do rotor do i -ésimo gerador;

E'_{qi} : tensão do estator equivalente ao efeito do fluxo no enrolamento de campo do i -ésimo gerador;

E_{FDi} : tensão do estator equivalente ao efeito da tensão de campo do i -ésimo gerador;

ω_0 : velocidade síncrona do i -ésimo gerador;

I_{di} e I_{qi} : componentes do eixo direto (d) e em quadratura (q) da corrente no estator do i -ésimo gerador;

τ'_{doi} : constante de tempo de circuito aberto transitória de eixo direto do i -ésimo gerador;

x'_{di} e x'_{qi} : reatâncias transitórias de eixo direto (d) e em quadratura (q) do i -ésimo gerador;

P_{mi} : potência mecânica de entrada do i -ésimo gerador;

H_i : constante de inércia do i -ésimo gerador;

r_i : resistência de uma fase do i -ésimo gerador;

Outro conceito importante na modelagem de geradores consiste no valor da potência acelerante (P_a). Esta potência consiste na diferença entre a potência mecânica no eixo da máquina e a potência elétrica de saída deste gerador. Para um determinado gerador i a formulação da P_a é representada de acordo com (2.4).

$$P_{a_i} = P_{mi} - P_{e_i} \quad (2.4)$$

onde,

P_{e_i} : potência elétrica do gerador síncrono i ;

2.1.2 Modelo clássico

O modelo clássico é assim chamado pois consiste em um dos primeiros modelos desenvolvidos para utilização em estudos de estabilidade transitória. Suas principais aplicações consistem na modelagem de geradores distantes da aplicação da perturbação, utilização em modelos energéticos (RAMOS; BRETAS; ALBERTO, 2000), bem como algoritmos de otimização (XU et al., 2012) e (FUCHS, 2015).

O modelo clássico, também conhecido como modelo de equações *Swing*, consiste em um modelo de 2º ordem. Além das condições simplificadoras apresentadas para o modelo de 1 eixo, para o modelo clássico a tensão E'_q durante o período transitório é considerada constante. Além disso, as reatâncias x_d , x_q , x'_d e x'_q são consideradas iguais. Desta forma as únicas variáveis de estado deste modelo são o ângulo (δ) e a velocidade (ω) do rotor, representados pelas equações (2.1) e (2.2). O modelo clássico também pode ser representado pelo circuito equivalente apresentado na Figura 2.1, com a única diferença de que a força eletromotriz (FEM) é considerada constante.

Em (KIMBARK, 1995) é apresentada uma discussão a respeito dos possíveis impactos da consideração de E'_q constante ao longo do período transitório para análises de estabilidade de SEP's. Segundo (KIMBARK, 1995), a utilização do modelo clássico é precisa o suficiente para casos em que se avaliam faltas com tempo de extinção de menor que 200 ms. Ao estudar a ocorrências de faltas mais severas e com tempos de extinção maiores que 200 ms, a consideração de E'_q constante ao longo do período transitório pode levar a erros relevantes da avaliação da estabilidade transitória deste sistema. Tal fato justifica-se, visto

que o decaimento do fluxo de campo rotórico (proporcional à variação temporal de E'_q) apresenta uma dinâmica mais lenta que δ e ω , podendo também ocasionar instabilidade do gerador. Uma vez que o presente trabalho foca na avaliação da estabilidade transitória de redes de distribuição, que, de acordo com o apresentado no Capítulo 1, muitas vezes não são projetadas para absorver grandes montas de geração distribuída, destaca-se a importância da utilização do modelo de 3° ordem.

As semelhanças entre os modelos clássico e de 1 eixo será explorada no presente trabalho. Considerando que a única diferença entre os modelos é a variável de estado (E'_q), sendo esta uma variável de resposta mais lenta, quando comparada a (δ) e (ω). Tal característica favorece a aplicação da divisão de escalas de tempo do modelo de 1 eixo como será detalhado ao longo do presente trabalho.

2.2 Modelagem do SEP para análise da estabilidade transitória angular

Outra etapa importante para avaliação da estabilidade transitória de um SEP consiste na modelagem da rede elétrica deste SEP. Neste contexto, considerando um SEP com diversos geradores interconectados por linhas de transmissão, de forma que a potência elétrica de saída de cada gerador depende das equações diferenciais da máquina síncrona, bem como as equações algébricas da rede e das cargas (BRETAS; ALBERTO, 2000). Para a modelagem do SEP utilizada no presente trabalho foram consideradas as seguintes hipóteses simplificadoras (BRETAS; ALBERTO, 2000):

- Admite-se que a rede esteja em regime permanente senoidal, ou seja, as constantes de tempo da rede de transmissão são desprezíveis quando comparadas à frequência eletromecânica de oscilação;
- O ângulo de fase da tensão atrás da reatância transitória coincide com o ângulo do rotor (δ_i);

- As cargas são representadas por impedâncias constantes, calculadas das condições de tensão pré-falta obtidas de um fluxo de carga. O modelo de impedância constante permite a eliminação dos barramentos de carga e, conseqüentemente, a obtenção de uma expressão analítica para a potência elétrica dos geradores;
- Supõe-se que a potência mecânica (P_{mi}) permanece constante e igual ao seu valor pré-falta durante todo o intervalo de tempo de interesse do estudo.

Tendo como base as simplificações apresentadas, o presente trabalho faz uso da representação da rede através da matriz de admitância nodal reduzida, de acordo com o apresentado na Figura 2.2. A Figura 2.2 apresenta uma representação gráfica das matrizes de representação do SEP, onde considera-se um SEP de m barras e n máquinas, e os fasores $V_{t_1}, V_{t_2}, \dots, V_{t_n}$ representam as tensões terminais dos geradores, e $V_{L_1}, V_{L_2}, \dots, V_{L_m}$ são os fasores das tensões nos barramentos das cargas. Adicionalmente, além da representação das linhas de transmissão pelo modelo π equivalente, as reatâncias x'_d , e as impedâncias constantes das cargas (Z_{L_i}) do sistema são incorporadas à matriz Y_{exp} . Através de um processo de eliminação de Gauss o sistema é então reduzido às barras internas dos geradores. Este desenvolvimento é detalhado em (BRETAS; ALBERTO, 2000), (FUCHS, 2015) e (RAMOS, 2002) e portanto não será explicitado no presente trabalho.

A utilização da representação do sistema através da matriz reduzida permite a determinação de uma expressão analítica para a potência elétrica (P_{e_i}) dos geradores, bem como representar as equações das máquinas em função dos termos da matriz reduzida. Estas equações serão utilizadas no desenvolvimento da formulação do algoritmo de otimização.

2.3 Considerações finais

O presente capítulo apresentou uma breve revisão dos conceitos relacionados a análise da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência, bem como os principais tópicos referentes a modelagem dos sistemas. Foi brevemente descrito os diferentes tipos de análises de estabilidade, focando na análise da estabilidade transitória angular, objeto

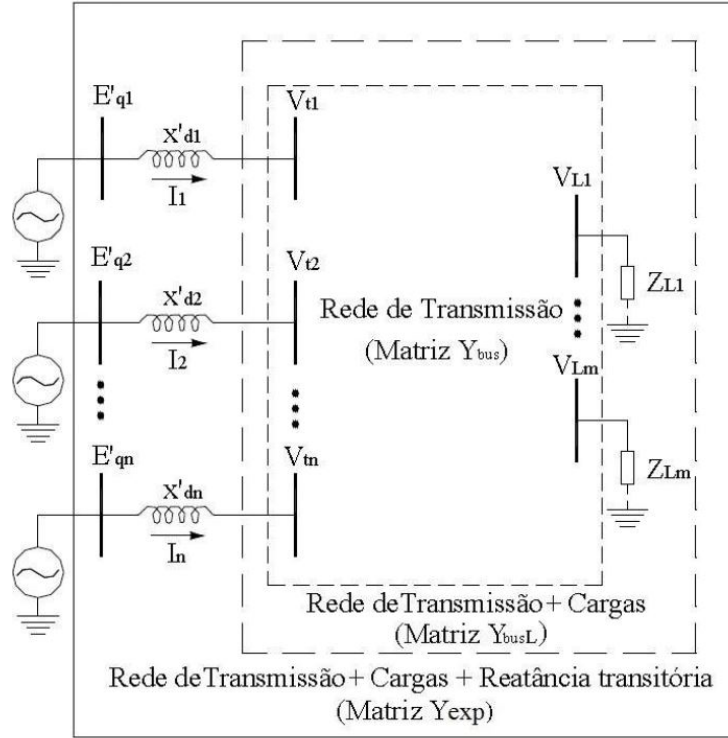


Figura 2.2: Representação de um SEP multimáquinas para estudos de estabilidade. Fonte: (RAMOS, 2002)

de estudo do presente trabalho. Adicionalmente foram apresentados os conceitos a respeito dos diferentes modelos de geradores síncronos possíveis de serem utilizados nas análises de estabilidade transitória angular. Os modelos de geradores síncronos apresentados são de suma importância no presente trabalho visto que a aplicação dos conceitos de análise de estabilidade em escalas de tempo, e a formulação do problema do FPO-RETA, exploram as características dos modelos apresentados. Por fim é descrito a representação da rede elétrica, das cargas, e sua representação através da matriz reduzida.

Tendo como base os conceitos apresentados no presente capítulo, na sequência do presente trabalho é apresentada a teoria e formulação do problema do FPO-RETA.

CAPÍTULO 3

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA ANGULAR

Este capítulo apresenta os conceitos necessários para a compreensão e modelagem de um fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular (FPO-RETA). Inicialmente é apresentada uma revisão bibliográfica a cerca da evolução do FPO convencional, ou seja, um FPO considerando apenas restrições de regime permanente, para o FPO-RETA, as principais dificuldades encontradas bem como as principais técnicas de resolução utilizadas. Na sequência é apresentada a teoria do FPO convencional para análise em regime permanente, bem como, o equacionamento da função objetivo e das restrições utilizadas no presente trabalho. Então, é apresentado o equacionamento adicional utilizado para aprimorar o FPO convencional para uma análise transitória, resultando no FPO-RETA. Por fim são discutidos os principais problemas encontrados na modelagem realizada, tendo como enfoque a dimensionalidade do problema e as estratégias utilizadas no presente trabalho para minimizar a dimensionalidade do problema, sem comprometer a qualidade dos modelos utilizados.

A ferramenta do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) tem sido uma importante ferramenta para estudos envolvendo operação de sistemas elétricos em redes de distribuição. Classicamente um FPO é utilizado para determinar o estado ótimo de operação de um sistema em regime permanente, considerando uma função objetivo e respeitando os limites operacionais pré-estabelecidos. No entanto, segundo (XU et al., 2012), a preocupação com a resposta dinâmica dos sistemas elétricos vem crescendo nos últimos anos. A otimização de sistemas elétricos considerando restrições dinâmicas se apresenta como uma ferramenta importante para diversos operadores de sistema, tanto no planejamento quanto, quando possível, na operação em tempo real (CAPITANESCU et al., 2011). Neste contexto, importantes

mudanças do sistema elétrico justificam o aumento da preocupação com a dinâmica do sistema por parte dos operadores, dentre estas mudanças destacam-se (CAPITANESCU et al., 2011):

- Atualmente os sistemas de potência operam em condições mais estressadas, ou seja, o crescimento no carregamento dos sistemas não foi acompanhado por investimentos em geração e transmissão. Adicionalmente com o estabelecimento dos mercados de energia, sistemas distantes entre si estão cada vez mais interconectados;
- A grande inserção de equipamentos complexos no sistema elétrico de potência, como Links HVDC (sigla do inglês: High Voltage Direct Current) e FACTS (sigla do inglês: Flexible A. C. Transmission Systems);
- As condições operacionais do sistema estão cada vez mais incertas devido a grande inserção de fontes renováveis de energia com comportamento intermitente e de difícil previsão;
- Especificamente para redes de distribuição, a massiva inserção da geração distribuída altera a condição operacional do sistema, bem como faz com que os sistemas de distribuição apresentem também um comportamento ativo;

De acordo com as mudanças supracitadas faz-se necessária a inclusão de restrições dinâmicas na modelagem dos FPOs, garantindo assim a confiabilidade transitória e em regime permanentes da rede avaliada. Dentro deste contexto, a avaliação das restrições dinâmicas de uma rede elétrica pode ser verificada através de 3 diferentes perspectivas, são elas: análise a pequenas perturbações, estabilidade de tensão e estabilidade transitória. O presente trabalho foca na questão da estabilidade transitória, verificando o impacto no sincronismo de máquinas síncronas conectadas para a ocorrência de grandes perturbações.

A modelagem de um FPO considerando o comportamento transitório dos geradores conectados à rede de distribuição durante grandes perturbações envolve a solução de um sistema altamente não linear, representando assim um problema complexo até para sistemas de pequeno porte. Não obstante, ainda tal formulação pode apresentar problemas

de convergência, visto que a região de factibilidade se torna mais restrita. Desta forma, o FPO-RETA se apresenta como um problema extremamente dispendioso do ponto de vista computacional, no qual a dimensionalidade do problema não é afetada somente pelo tamanho do sistema avaliado, mas também pela quantidade de passos de tempos avaliados, bem como da ordem dos modelos dos geradores utilizados (XU et al., 2012). Dentro da problemática apresentada, a próxima seção apresenta uma revisão das diferentes técnicas utilizadas para contornar as dificuldades supracitadas em um FPO-RETA.

3.1 Métodos existentes para resolução de um FPO-RETA

O problema do FPO-RETA consiste em um problema altamente não linear cuja resolução não é trivial. Desta forma diferentes técnicas foram desenvolvidas a fim de garantir a solução do problema de um FPO-RETA visando reduzir a dimensionalidade do problema, e ao mesmo tempo utilizar a modelagem mais precisa possível. Tais técnicas abordam principalmente duas dificuldades principais de um FPO-RETA, sendo elas: a inserção das restrições dinâmicas no sistema de otimização, visto que faz-se necessário a inserção de equações diferenciais em um problema de otimização em que classicamente aceita somente equações algébricas, bem como diferentes técnicas de verificação da estabilidade do problema. Ambos os pontos devem ser avaliados garantindo a factibilidade e a garantia de otimização das soluções alcançadas (XU et al., 2012).

Segundo (CAPITANESCU et al., 2011) as abordagens utilizadas para consideração do comportamento transitório de componentes do sistema em algoritmos de FPO podem ser divididas em duas classes:

- Classe A: As restrições de estabilidade transitória são inseridas no problema através de equações algébricas discretizadas em diversos passos de tempo, permitindo assim a avaliação do comportamento temporal das variáveis dinâmicas. Tal abordagem garante a otimização da resposta, no entanto consiste em uma solução onerosa computacionalmente;

- Classe B: As restrições de estabilidade transitória são inseridas no problema de forma heurística, as quais são determinadas após simulações no domínio do tempo. Tal abordagem usualmente apresenta um aumento aceitável na dimensão do problema de otimização, no entanto muitas vezes pode apresentar resultados sub-ótimos. Adicionalmente, estas metodologias usualmente requerem diversas iterações a fim de refinar os modelos heurísticos.

Ainda segundo (CAPITANESCU et al., 2011) a maioria dos algoritmos de FPO-RETA apresentados faz uso dos métodos da Classe A (GAN; THOMAS; ZIMMERMAN, 2000) e (Y.; KUBOKAWA; SASAKI, 2002), bem como utilizam o modelo Swing de máquinas síncronas (SCALA; TROVATO; ANTONELLI, 1998) e (FUCHS, 2015). Conforme já discutido anteriormente, esta abordagem por vezes se torna extremamente dispendiosa computacionalmente, desta forma, trabalhos como (CHEN et al., 2001), (BRUNO; TUGLIE; SCALA, 2002), (NGUYEN; PAI, 2003) e (RUIZ-VEGA; PAVELLA, 2003) apresentam aprimoramentos a esta abordagem a fim de superar tais dificuldades. Em (NGUYEN; PAI, 2003) e (RUIZ-VEGA; PAVELLA, 2003) a abordagem proposta consiste em, primeiramente garantir a estabilidade da contingência avaliada limitando a potência dos geradores modelados, e na sequência otimizar as outras variáveis através do FPO. Apesar de efetivamente reduzir a complexidade computacional do problema, tal abordagem não garante a otimalidade da solução encontrada. Outra técnica muito utilizada neste contexto consiste no emprego da matriz admitância reduzida, a qual permite a redução significativa do número de restrições de estabilidade transitória, muito embora restrinja a modelagem dos geradores síncronos somente até modelos de 3° ordem (Y.; KUBOKAWA; SASAKI, 2002), (ZARATE-MINANO et al., 2010) e (JIANG; HUANG, 2010).

Ja no tocante da verificação da estabilidade transitória do sistema avaliado, segundo (FUCHS, 2015) são utilizadas 3 técnicas distintas. A primeira consiste na verificação temporal do comportamento das variáveis dinâmicas. Esta abordagem permite a verificação dos desvios dos ângulos dos rotores, bem como de outras variáveis condizentes com a modelagem do gerador síncrono. No entanto necessita de um considerável número de

passos de tempo para tal verificação, de forma a aumentar a dimensão do problema avaliado. A segunda técnica utilizada consiste na verificação da estabilidade através das funções de energia transitória. Esta abordagem efetivamente reduz o custo computacional das simulações, no entanto apresentam consideráveis limitações para determinação da função viável de Lyapunov. Por fim também são utilizadas técnicas de verificação híbridas, combinando a avaliação no domínio do tempo e da avaliação através da função de energia transitória.

Em (FUCHS, 2015) é apresentada uma abordagem diferente no tocante da análise da estabilidade do sistema a fim de reduzir o problema da dimensionalidade computacional, visto que a mesma faz uso da Classe A para inserção do comportamento transitório das máquinas. A verificação da estabilidade transitória na abordagem supracitada é realizada através do critério da estabilidade da primeira oscilação (tradução para o termo em inglês *First Swing Stability*), de forma que o sistema é discretizado somente com os passos de tempo necessários para atingir o primeiro pico de oscilação. No caso do primeiro pico não ter se formado ainda é então adicionado mais um passo de tempo no FPO-RETA considerado. Tal abordagem apresenta um ganho considerável no tocante da dimensionalidade do problema, no entanto ainda faz uso das equações *Swing* para modelagem do gerador. Estas equações são adequadas para verificação do primeiro pico, no entanto a fim de avaliar a estabilidade do gerador em um período de tempo maior já não são adequadas (KUNDUR et al., 2004). O presente trabalho faz uso da abordagem apresentada em (FUCHS, 2015) para resolução do FPO-RETA, contribuindo na utilização de um modelo de gerador mais complexo sem comprometer a dimensionalidade do problema. Ainda, o presente trabalho contribui na utilização de um classificador de contingências, o qual define a criticidade de diferentes contingências, servindo como base para definição da contingência a ser considerada na resolução do FPO-RETA.

3.2 Formulação do FPO Convencional

Um fluxo de potência ótimo consiste na otimização de uma determinada função objetivo condicionada a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade. A determinação da função objetivo é arbitrária e definida de acordo com o problema a ser abordado, por exemplo podem ser otimizadas variáveis como a potência gerada, as perdas do sistema, controle do perfil de tensão, dentre outros. As restrições representadas por desigualdades usualmente correspondem aos limites físicos e operativos do sistema, como limites de geração ativa e reativa, limites de tensão nas barras, bem como as equações de balanço da potência ativa e reativa do sistema. Desta forma, a formulação clássica de um FPO convencional pode ser representada como:

$$\begin{aligned} &\text{minimizar} && f(u) \\ &\text{sujeito a} && g(u) = 0 \\ &&& \underline{h} \leq h(u) \leq \bar{h}, \end{aligned}$$

onde,

u : variáveis de controle associadas ao problema de otimização;

$f(u)$: função objetivo;

$g(u)$: restrições de igualdade, descritas por equações de balanço de potência ativa e reativa;

$h(u)$: restrições de desigualdade, apresentadas por limites técnicos e de segurança.

Existem diferentes métodos de solucionar um problema de FPO modelado somente com equações algébricas. O presente trabalho utiliza o método primal-dual dos pontos interiores para tal solução. Um maior detalhamento da aplicação deste método pode ser verificado em (FUCHS, 2015) e (FERNANDES, 2004). Na sequência serão detalhados cada um dos elementos da formulação clássica de um FPO, apresentando quais variáveis foram consideradas, bem como seus respectivos equacionamentos.

3.2.1 Função Objetivo

A função objetivo do presente trabalho foi modelada visando a operação ótima técnica e economicamente, tanto do ponto de vista da concessionária quanto do produtor independente, de geradores distribuídos em uma rede de distribuição. Para tanto são considerados 3 fatores complementares na respectiva função objetivo:

- Minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;
- Maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;
- Minimização no despacho de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

A minimização das perdas ativas nos ramos do sistema representa uma relevante vantagem operacional principalmente do ponto de vista da concessionária, visto que reduz diretamente os custos operacionais da rede. A maximização do despacho de potência ativas das GDs representa o maior interesse do produtor independente, visto que maximiza a venda de energia para a concessionária. Ressalta-se que estes dois itens são, de certa forma, complementares pois ao se maximizar as potências ativas geradas pelas GDs maximiza-se também o atendimento local as cargas, reduzindo assim as perdas ativas na rede. Por sua vez o último item considerado, a minimização do despacho de potência reativa das GDs vêm a complementar os itens anteriores, pois ao minimizar a potência reativa gerada naturalmente maximiza-se a potência ativa gerada. Tal formulação da função objetivo foi retirada de (FUCHS, 2015). A função objetivo supracitada é descrita matematicamente por (3.1)

$$f(P_{Gi}, Q_{Gi}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{GD}+1} P_{Gi} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{GD}} (P_{Gimax} - P_{Gi})^2 + \omega_{minQ_g} \sum_{i=1}^{N_{GD}} Q_{Gi}, \quad (3.1)$$

onde,

P_{Gi} : potência ativa do i -ésimo gerador;

Q_{Gi} : potência reativa do i -ésimo gerador;

N_{GD} : número de unidades de GD alocadas no sistema;

P_{Gimax} : capacidade máxima do i -ésimo gerador;

ω_p : peso atribuído a primeira parcela da função objetivo, referente à minimização de perdas ativas nos ramos do sistema;

ω_{maxP_G} : peso atribuído a segunda parcela da função objetivo referente à maximização do despacho de potência ativa das unidades de GD conectadas ao sistema;

ω_{minQ_g} : peso atribuído a terceira parcela da função objetivo referente à minimização no despacho de potência reativa das unidades de GD conectadas ao sistema.

3.2.2 Equações de balanço de potência ativa e reativa

As equações de balanço de potência ativa e reativa consistem nos valores de potência ativa e reativa líquida cada barra do sistema, ou seja, a potência gerada descontando a potência consumida por cargas conectadas nesta barra. Tais equações são consideradas na formulação do FPO convencional como restrições de igualdade. Desta forma os vetores de fluxo de potência ativa (\vec{P}) e reativa (\vec{Q}) são determinados em função dos fasores de tensão de cada barramento do sistema em coordenadas retangulares, de acordo com (3.2) e (3.3).

$$\vec{P} = \vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*], \quad (3.2)$$

$$\vec{Q} = \vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*], \quad (3.3)$$

onde,

\vec{P}_G : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as injeções de potência ativa em cada barra da rede;

\vec{Q}_G : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as injeções de potência reativa em cada barra da rede;

\vec{P}_D : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as demandas de potência ativa em cada barra da rede;

\vec{Q}_D : vetor de dimensão $nb \times 1$ com as demandas de potência reativa em cada barra da rede;

\vec{V} : vetor de dimensão $nb \times 1$ com os fasores das tensões nas barras da rede;

Y_{bus} : matriz de admitância de barra de dimensão $nb \times nb$.

3.2.3 Limites Técnicos Operacionais

Os limites técnicos operacionais do sistema elétrico modelado consistem nas restrições impostas ao algoritmo de otimização devido a limites físicos dos componentes do sistema, ou, limites desejados de operação do mesmo. Os limites que serão considerados em um determinado FPO são arbitrários e considerados na formulação do problema como desigualdades. No presente trabalho são considerados 3 diferentes limites técnico operacionais, são eles: limites de geração de potência ativa e reativa dos geradores do sistema e limites de tensão nos barramentos da rede modelada. Desta forma, as restrições referentes aos limites técnico e operacionais considerados no presente trabalho são formuladas de acordo com (3.4), (3.5) e (3.6).

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \quad (3.4)$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \quad (3.5)$$

$$\vec{V}_{min} \leq \vec{V} \leq \vec{V}_{max}, \quad (3.6)$$

onde,

\vec{P}_{Gmin} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades mínimas de potência ativa dos ng geradores;

\vec{P}_{Gmax} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades máximas de potência ativa dos ng geradores;

\vec{Q}_{Gmin} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades mínimas de potência reativa dos ng geradores;

\vec{Q}_{Gmax} : vetor ($ng \times 1$) de capacidades máximas de potência reativa dos ng geradores;

\vec{V}_{min} : vetor ($nb \times 1$) de limites mínimos dos fasores de tensão das nb barras;

\vec{V}_{max} : vetor ($nb \times 1$) de limites máximos dos fasores de tensão das nb barras.

Tendo como base a formulação matemática apresentada até o momento, é possível

representar o problema completo do FPO convencional como:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & f(P_{G_i}, Q_{G_i}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{DG}+1} P_{G_i} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{DG}} (P_{Gimax} - P_{G_i})^2 + \omega_{minQ_g} \sum_{i=1}^{N_{DG}} Q_{G_i} \\ \text{sujeito a} \end{aligned}$$

$$\vec{P}_G - \vec{P}_D = \text{real}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*],$$

$$\vec{Q}_G - \vec{Q}_D = \text{imag}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*],$$

$$\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax},$$

$$\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax},$$

$$\vec{\mathbf{V}}_{\min} \leq \vec{\mathbf{V}} \leq \vec{\mathbf{V}}_{\max},$$

(3.7)

sendo $i = 1, \dots, N_{DG}$, e N_{DG} é o número total de unidades de GD alocadas no sistema.

3.3 Formulação do FPO com Restrições de Estabilidade Transitória Angular

Uma vez apresentada a formulação do problema do FPO convencional, a presente seção descreve a formulação adicional necessária para incrementar o problema do FPO convencional para o FPO-RETA. Esta formulação consiste na inserção justamente das restrições de estabilidade transitória angular nas restrições do problema do FPO apresentado, para tanto faz-se necessária a discretização das equações do modelo do gerador utilizado, bem como a formulação das condições iniciais das variáveis relacionadas ao comportamento transitório angular dos geradores conectados ao sistema. Este desenvolvimento é detalhado na sequência desta seção.

3.3.1 Discretização das equações do gerador

A representação das equações do comportamento transitório do gerador na formulação do FPO-RETA consiste em uma das questões que justifica a diversidade de métodos apresentados. O presente trabalho considera as equações do comportamento transitório dos geradores através da discretização destas equações, permitindo assim o uso de métodos clássicos de otimização, neste caso o método dos pontos interiores. Quanto ao modelo de gerador utilizado, de acordo com o apresentado no Capítulo 1 um dos objetivos do presente trabalho é permitir a avaliação do modelos de 1 eixo no algoritmo proposto, porém este modelo será considerado somente com a inserção da análise em duas escalas de tempo, detalhada no próximo capítulo. A aplicação da divisão em escalas de tempo permite a modelagem somente das variáveis consideradas com dinâmicas rápidas no algoritmo de resolução do FPO-RETA, ou seja, δ e ω , ou ainda o modelo clássico. Considerando que o algoritmo do FPO-RETA avalia a estabilidade dos geradores através do primeiro pico de oscilação, é razoável a inclusão somente das variáveis do modelo clássico na formulação do FPO-RETA. Os conceitos de divisão em escalas de tempo e análise da estabilidade no primeiro pico de oscilação serão detalhados nos próximos capítulos. Dentro deste contexto a discretização das equações diferenciais do modelo clássico é realizada através do Método Trapezoidal Implícito (FUCHS, 2015). Desta forma as equações do modelo de gerador clássico discretizadas são apresentadas em (3.8) e (3.9).

$$\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t \omega_s}{2} (\omega_i^{t+1} + \omega_i^t - 2) = 0, \quad (3.8)$$

$$\omega_i^{t+1} \left(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) + \omega_i^t \left(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}\right) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t}{2M_i} (2P_{G_i} - P_{e_i}^{t+1} - P_{e_i}^t) = 0, \quad (3.9)$$

onde,

t : passo de tempo;

Δt : tamanho do intervalo (ou passo) de integração;

M_i : coeficiente de inércia do gerador i ;

P_{G_i} : potência ativa gerada pelo gerador i

Ainda, a potência elétrica $P_{e_i}^t$ do gerador i no passo de tempo t pode ser escrita como:

$$P_{e_i}^t = E_{q_i}' \sum_{j=1}^n E_{q_j}' (B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t)), \quad (3.10)$$

onde,

E_{q_i}' : módulo do fasor da tensão interna do gerador i ;

E_{q_j}' : módulo do fasor da tensão interna do gerador j ;

B_{ij}^t : parte imaginária do elemento ij da matriz Y_{red} no passo de tempo t ;

G_{ij}^t : parte real do elemento ij da matriz Y_{red} no passo de tempo t ;

δ_i^t : ângulo do rotor do gerador i no passo de tempo t ;

δ_j^t : ângulo do rotor do gerador j no passo de tempo t .

Ressalta-se o surgimento da variável t no equacionamento das restrições do problema do FPO-RETA a fim de possibilitar a avaliação do comportamento transitório do gerador ao longo do tempo. Para tanto se faz necessário definir o período de tempo total a ser simulado, dividindo este tempo em três períodos: pré falta, em falta e pós falta. Esta avaliação temporal consiste em uma das principais responsáveis pela dimensionalidade do problema do FPO-RETA, visto que cada instante de tempo avaliado consiste em um conjunto de restrições adicionais ao problema. Desta forma a dimensionalidade do problema é proporcional ao tempo total de avaliação e também ao valor do Δt utilizado. Adicionalmente é importante salientar que os parâmetros B_{ij} e G_{ij} são determinadas em função da topologia do sistema, e desta forma, apresentam diferentes valores para os períodos pré falta, em falta e pós falta.

Adicionalmente, para inserção do comportamento transitório dos geradores no problema do FPO-RETA faz-se necessário definir as condições iniciais destas equações. Estes valores são determinados a partir da condição de regime permanente do sistema no período pré falta, através do cálculo do módulo das tensões internas e do ângulo do rotor de máquinas, de acordo com (3.11).

$$(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x_{d_i}' P_{G_i} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{(e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0))} + x_{d_i}' Q_{G_i} = 0, \quad (3.11)$$

onde,

$e_i + jf_i$: tensão terminal complexa na forma retangular do gerador i ;

δ_i^0 : valor inicial do ângulo do rotor do respectivo gerador i ;

x'_{di} : reatância transitória do respectivo gerador i ;

P_{G_i} : potência ativa gerada pelo gerador i em regime permanente pré-falta;

Q_{G_i} : potência reativa gerada pelo gerador i em regime permanente pré-falta.

Por fim, a inserção do comportamento transitório dos geradores acarreta na adição de um limite técnico operativo referente a variável δ_i . Este limite é inserido no equacionamento do FPO-RETA como uma restrição de desigualdade de acordo com (3.12).

$$\vec{\delta}_{min} \leq \vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max}, \quad (3.12)$$

onde,

$\vec{\delta}_{max}$ e $\vec{\delta}_{min}$: vetores de dimensão $(m+1) \times 1$ correspondentes respectivamente aos valores máximo e mínimo que δ_i^t pode assumir em cada passo de tempo t do intervalo estudado.

Tendo em vista o equacionamento apresentado até o momento é possível apresentar a formulação matemática completa do problema do FPO-RETA utilizado para o presente trabalho:

$$\begin{aligned} \text{minimizar} \quad & f(P_{G_i}, Q_{G_i}) = \omega_p \sum_{i=1}^{N_{DG}+1} P_{G_i} + \omega_{maxP_G} \sum_{i=1}^{N_{DG}} (P_{Gimax} - P_{G_i})^2 + \omega_{minQ_g} \sum_{i=1}^{N_{DG}} Q_{G_i} \\ \text{sujeito a} \quad & \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\vec{P}_G - \vec{P}_D &= \text{real}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*], \\
\vec{Q}_G - \vec{Q}_D &= \text{imag}[\text{diag}(\vec{\mathbf{V}})(Y_{bus}\vec{\mathbf{V}})^*], \\
\delta_i^{t+1} - \delta_i^t - \frac{\Delta t \omega_s}{2}(\omega_i^{t+1} + \omega_i^t - 2) &= 0, \\
\omega_i^{t+1}(1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}) + \omega_i^t(-1 + \frac{\Delta t D_i}{2M_i}) - \frac{\Delta t D_i}{M_i} - \frac{\Delta t}{2M_i}(2P_{G_i} - P_{e_i}^{t+1} - P_{e_i}^t) &= 0, \\
P_{e_i}^t = E_{q_i}' \sum_{j=1}^n E_{q_j}' (B_{ij}^t \sin(\delta_i^t - \delta_j^t) + G_{ij}^t \cos(\delta_i^t - \delta_j^t)), \\
(e_i^2 + f_i^2) - \frac{x_{d_i}' P_{G_i} (e_i \cos(\delta_i^0) + f_i \sin(\delta_i^0))}{(e_i \sin(\delta_i^0) - f_i \cos(\delta_i^0))} + x_{d_i}' Q_{G_i} &= 0, \\
\vec{P}_{Gmin} \leq \vec{P}_G \leq \vec{P}_{Gmax}, \\
\vec{Q}_{Gmin} \leq \vec{Q}_G \leq \vec{Q}_{Gmax}, \\
\vec{\mathbf{V}}_{min} \leq \vec{\mathbf{V}} \leq \vec{\mathbf{V}}_{max}, \\
\vec{\delta}_i \leq \vec{\delta}_{max},
\end{aligned}$$

3.4 Problema da Dimensionalidade do FPO-RETA

Como já explorado extensivamente no presente capítulo uma das maiores dificuldades da utilização do FPO-RETA consiste na dimensionalidade do problema, esta constatação foi apresentada em diversas referências no início deste capítulo, bem como detalhada a partir da formulação do problema. Dentro deste contexto, pretende-se implementar o modelo de 1 eixo (3° ordem) de geradores síncronos no algoritmo do FPO-RETA, permitindo assim uma avaliação mais precisa da estabilidade transitória destas máquinas. No entanto, a inserção do modelo de 3° ordem de geradores em um FPO-RETA aumenta ainda mais o problema da dimensionalidade do algoritmo proposto. Sendo assim serão apresentadas as abordagens utilizadas no presente trabalho para reduzir o problema da dimensionalidade do algoritmo de FPO-RETA proposto. Segundo (CAPITANESCU et al., 2011) dentro do escopo da busca por algoritmos mais eficientes de otimização, considerando o comportamento transitório de componentes do sistema, os principais desafios consistem em: utilização de modelos mais simplificados, lidar com as variáveis discretas e determinar as contingências críticas do sistema. Analogamente, o presente trabalho destaca duas principais razões para a alta dimensionalidade do problema do FPO-RETA os quais serão

trabalhados no algoritmo proposto, são eles:

- Tempo de simulação pós falta;
- Ordem do modelo de gerador.

Para cada um dos itens supracitados é apresentada uma proposta de solução a ser incluída no algoritmo do FPO-RETA a fim de reduzir o efeitos destas variáveis na dimensão do problema.

3.4.1 Redução do tempo de simulação pós falta

Ao realizar a discretização das equações diferenciais que representam o comportamento transitório dos geradores conectados a um sistema, o aumento na dimensionalidade é devido a discretização ser realizada em função do tempo. Em outras palavras, a quantidade de restrições e variáveis de um FPO-RETA é proporcional ao tempo, como pode ser verificado na formulação do problema do FPO-RETA apresentada na seção anterior. Mais precisamente, é proporcional ao tempo de simulação e ao Δt . A fim de reduzir o efeito do tempo na dimensionalidade do algoritmo do FPO-RETA será utilizada a abordagem proposta em (FUCHS, 2015), a qual considera a avaliação da estabilidade do sistema de acordo com o critério da estabilidade na primeira oscilação. Esta abordagem permite reduzir a quantidade de amostras de tempo do período pós falta visto que o sistema é simulado somente até o instante do primeiro pico. No entanto, em sistemas com vários geradores síncronos e em grandes redes elétricas interconectadas, a instabilidade transitória pode ser resultado da superposição de um modo de oscilação inter-área lento e um modo de oscilação local, causando uma grande variação no ângulo do rotor além da primeira oscilação. Além disso, o decaimento do fluxo de campo rotórico (proporcional à variação temporal de E'_q) também pode ocasionar instabilidade além da primeira oscilação, ressaltando assim a importância da avaliação posterior da resposta dinâmica completa dos geradores. O algoritmo detalhado desta abordagem será apresentado no Capítulo do algoritmo proposto.

3.4.2 Aumento da ordem do modelo do gerador

A ordem do modelo do gerador utilizado impacta na dimensionalidade do algoritmo do FPO-RETA no tocante da quantidade de variáveis que são discretizadas em função do tempo, modeladas como restrições do algoritmo. Em outras palavras, a ordem do modelo do gerador representa a quantidade de variáveis dinâmicas que são discretizadas em função do tempo, de forma que aumentando a ordem do modelo do gerador, aumenta-se a quantidade de restrições do sistema e consequentemente a dimensão do problema modelado. Considerando que um dos objetivos do presente trabalho é justamente inserir a avaliação do modelo de 3° ordem no FPO-RETA, será utilizado para tanto a avaliação da estabilidade em duas escalas de tempo. Tal abordagem permite a avaliação da estabilidade do modelo de 3° ordem dos geradores sem agregar diretamente a variável dinâmica adicional as restrições do algoritmo do FPO-RETA, preservando assim a dimensão do problema. Esta abordagem será detalhada no Capítulo 4, considerando seu embasamento teórico, equacionamento e aplicação.

3.4.3 Seleção das contingências críticas

A seleção das contingências críticas não aborda diretamente a dimensão do algoritmo do FPO-RETA, mas sim reduz o esforço necessário para uma avaliação completa e consistente da conexão de geradores em uma determinada rede elétrica. Em outras palavras, toda a formulação para o algoritmo do FPO-RETA apresentado considera uma única contingência, por exemplo, uma falta em uma mesma barra pelo mesmo período de tempo. Porém para avaliar a estabilidade transitória de um gerador, a fim de garantir sua operação estável para diferentes contingências é necessário executar o algoritmo do FPO-RETA modelado por diversas vezes. Dentro deste tocante o presente trabalho faz uso de uma técnica de classificação de contingência apresentada em (LARA, 2014), estendendo esta técnica para o caso multi-máquinas. Tal abordagem permite uma análise inicial da criticidade de diferentes contingências, permitindo assim definir previamente quais delas serão avaliadas no FPO-RETA. Tal abordagem faz uso dos conceitos de estabilidade na primeira oscilação,

bem como margem de estabilidade para permitir classificar as contingências com pesos determinados. Tal abordagem será detalhada no capítulo referente ao algoritmo proposto.

3.5 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou a formulação do problema da FPO-RETA utilizada no presente trabalho, bem como uma análise abrangente do problema da dimensionalidade deste tipo de algoritmo a qual justifica a metodologia proposta no presente trabalho. A revisão bibliográfica a respeito de algoritmos de fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular demonstra que o interesse na resolução deste tipo de problema é cada vez maior devido a evolução dos sistemas elétricos. Dentre as diferentes técnicas de resolução de algoritmos do FPO-RETA o presente trabalho faz uso da discretização das equações diferenciais dos modelos dos geradores, técnica esta que usualmente esbarra no problema da dimensionalidade. A discussão a respeito deste problema da dimensionalidade do algoritmo do FPO-RETA é de suma importância para o presente trabalho, visto que a utilização da análise em duas escalas de tempo vem para contribuir na redução desta elevada dimensionalidade.

Uma vez apresentada a formulação matemática do problema do FPO-RETA, na sequência do presente trabalho será apresentado o embasamento matemático da análise em duas escalas de tempo, bem como a divisão proposta no presente trabalho. A partir destes conceitos será possível discutir a metodologia proposta no presente trabalho.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA EM ESCALAS DE TEMPO

O SEP possui uma grande diversidade de equipamentos e sistemas de controle que apresentam dinâmicas em diferentes escalas de tempo, variando em uma ampla faixa, de microssegundos a horas. Esta característica intrínseca ao sistema elétrico pode ser observada nos diversos equipamentos que compõem o SEP, sejam eles componentes elétricos (geradores, cargas, linhas de transmissão e distribuição etc.) ou componentes mecânicos (turbinas, caldeiras, quedas da água, etc), bem como, os diferentes sistemas de controle que operam tais componentes. Destaca-se então as diferenças em termos de tempo de resposta dos diferentes sistemas de controle para cada um dos diferentes componentes supracitados, por exemplo, o controle de velocidade da turbina de um gerador, a malha de controle de tensão de um mesmo gerador e, ainda neste mesmo sistema, um OLTC (sigla do inglês *On Load Tap Changer*).

Para demonstrar a coexistência de diferentes dinâmicas em um mesmo SEP vamos tomar como exemplo um sistema utilizado em (ALBERTO; CHIANG, 2009) e (THEODORO, 2013) justamente para ressaltar tal característica. O sistema é apresentado na Figura 4.1 no qual um gerador conectado ao barramento ($B2$) é interligado a um barramento infinito ($B1$), através de 4 linhas de transmissão em paralelo puramente indutivas com reatância igual a X_{linha} . A simulação foi realizada no software ANATEM, desenvolvido pelo CEPEL, a fim de evidenciar as diferentes dinâmicas existentes no gerador. Isto porque o modelo de gerador utilizado considera não somente as variáveis mecânicas do rotor (δ e ω), como também o comportamento das tensões transitórias da máquina, como por exemplo, a dinâmica da tensão transitória de eixo direto (E'_q) que é proporcional ao fluxo magnético produzido pelo enrolamento da máquina. Os principais parâmetros do gerador

modelado são: $H = 2,77s$, $T'_{do} = 6,6s$, $x_d = 1,15p.u$, $x'_d = x'_q = 0,3p.u$. Os parâmetros completos da simulação são apresentados no ANEXO A.

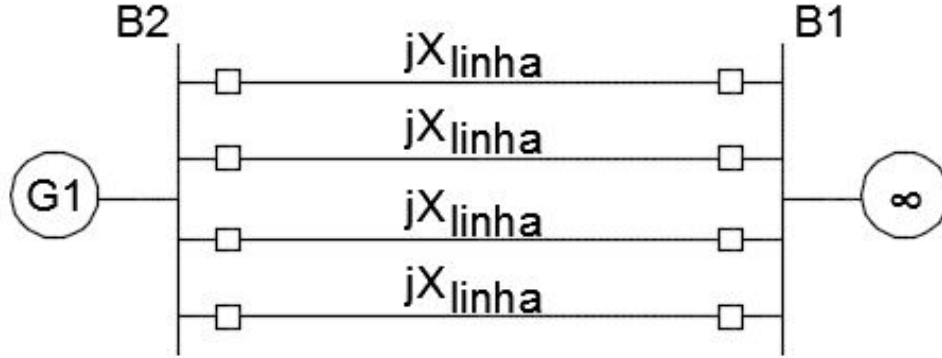


Figura 4.1: Sistema ilustrativo de escalas de tempo. Fonte: (ALBERTO; CHIANG, 2009).

A Figura 4.1 apresenta a resposta do sistema modelado para aplicação de uma falta trifásica na barra (B2). A falta é temporária e aplicada em $t = 0$, sendo extinta em $t = 0,277s$. Através da análise da Figura 4.2 é evidente a diferença temporal nas dinâmicas apresentadas. Enquanto δ (variável rápida) apresenta um tempo de assentamento de aproximadamente 3 segundos, a variável E'_q (variável lenta) precisa de aproximadamente 8 segundos para atingir o regime. Esta diferença de resposta das variáveis do gerador também é expressa nos parâmetros do modelo. Por exemplo, comparando as constantes de tempo H (constante eletromecânica do gerador) com τ'_{do} (constante de tempo de circuito aberto transitória de eixo direto), verifica-se que τ'_{do} é aproximadamente 2,4 vezes maior que H .

A partir da constatação da existência de diferentes dinâmicas em um mesmo sistema elétrico, de acordo com o exemplo anterior, a análise das dinâmicas do sistema em escalas de tempo apresenta-se como uma técnica conveniente para determinados estudos elétricos. Esta técnica apresenta ganhos na redução da complexidade dos modelos matemáticos adotados, velocidade computacional, conservadorismo dos resultados dentre outras vantagens (THEODORO, 2013). Para análise das diferentes dinâmicas de um mesmo sistema faz-se uso da teoria de sistemas singularmente perturbados, a qual baseia-se na premissa da coexistência das diversas dinâmicas temporais, ou seja, variáveis que impactam significativamente os resultados globais do sistema apenas por um curto período de tempo, ou a

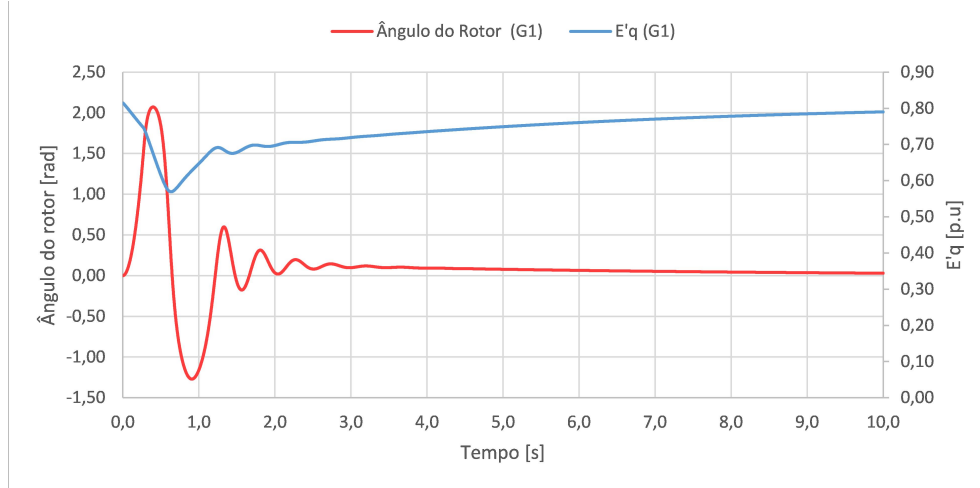


Figura 4.2: Comportamento dinâmico do sistema ilustrativo.

partir de um determinado tempo. A separação, classificação e modelagem das diferentes escalas de tempo a partir de um mesmo evento é arbitrária, dependendo do problema a ser estudado, bem como dos resultados esperados e deve ser avaliada para cada modelagem especificamente (PILLCO.; ALBERTO, 2014).

Segundo (THEODORO, 2013) a teoria de sistemas singularmente perturbados teve início da década de 1950 com os estudos de Gradshtein e Tikhonov (GRUJIÄE, 1981). Tais estudos visavam a avaliação da estabilidade de EDOs (Equações Diferenciais Ordinárias) através da multiplicação de um parâmetro de pequena magnitude nas equações que constituem o sistema avaliado. Segundo (KHALIL, 1996), sistemas singularmente perturbados são caracterizados por uma dependência descontínua das propriedades deste sistema em relação ao parâmetro ϵ . Em outras palavras, quando o parâmetro ϵ é igualado a zero, isto causa uma mudança abrupta nas propriedades dinâmicas do sistema avaliado. A essência da aplicação dos sistemas singularmente perturbados consiste em evitar esta descontinuidade intrínseca neste tipo de sistema analisando as escalas de tempo separadamente (KHALIL, 1996).

O modelo padrão de um sistema singularmente perturbado consiste em um conjunto de equações de estado, dentre as quais, as derivadas de algumas variáveis de estado são multiplicadas por um pequeno parâmetro positivo (ϵ). Este modelo é apresentado em (4.1) e (4.2).

$$\dot{x} = f(t, x, z, \epsilon) \quad (4.1)$$

$$\epsilon \dot{z} = g(t, x, z, \epsilon) \quad (4.2)$$

Ainda segundo (KHALIL, 1996), a modelagem de um sistema físico na forma de um sistema singularmente perturbado não é trivial. A determinação dos parâmetros a serem considerados pequenos não é sempre clara. Na maioria das aplicações o conhecimento prévio das grandezas física envolvidas no problema é que permite a correta modelagem do problema. Os parâmetros mais utilizados para representar o parâmetro ϵ em sistemas singularmente perturbados são constantes de tempo, massas, capacitâncias e outros parâmetros "parasitas" que aumentam a complexidade dos modelos. Destaca-se que, na prática, quando apresentam valores pequenos, estes parâmetros são usualmente ignorados a fim de simplificar a ordem dos modelos. A teoria dos sistemas singularmente perturbados legitima esta prática, bem como fornece ferramentas para melhoria e tais simplificações.

A aplicação da teoria supracitada foi aplicada sucessivamente ao longo dos anos apresentando resultados significativos em diversas áreas da ciência (GRUJIÄE, 1981) e (KHALIL, 1996). Especificamente em SEPs, a aplicação da teoria de sistemas singularmente perturbados permite o desacoplamento de diferentes dinâmicas temporais dentro de certas condições, sendo muito utilizado na análise de coerência entre geradores (CHOW et al., 1995), no desenvolvimento de modelos reduzidos (GALARZA et al., 1998) e também na análise de estabilidade do sistema (KHORASANI; PAI, 1988). Dentro deste contexto o presente trabalho faz uso da aplicação da teoria de sistemas singularmente perturbados para a separação em diferentes escalas de tempos na análise da estabilidade transitória de sistemas elétricos de potência.

A utilização da técnica de análise em escalas de tempo para avaliação da estabilidade de sistemas singularmente perturbados não é nova, sendo verificada em diferentes aplicações, como por exemplo o uso do modelo QSS (sigla em inglês para *Quasi-Steady State*) para

análise da estabilidade transitória considerando longos períodos de tempo. As aplicações supracitadas avaliam a estabilidade de dinâmicas rápidas e lentas, no entanto, a relação entre estas duas dinâmicas não é claramente definida (PILLCO, 2015). Afim de suprir esta lacuna de desenvolvimento foram realizados trabalhos apresentando uma abordagem diferente (PILLCO, 2015) e (THEODORO, 2013), visando estudar a relação global da região de estabilidade de um sistema singularmente perturbado com as regiões de estabilidade das diferentes dinâmicas deste sistema.

De acordo com o contexto supracitado o presente trabalho visa a utilização da técnica de análise da estabilidade transitória de um sistema elétrico frente a uma grande perturbação através da análise da estabilidade das diferentes dinâmicas deste sistema independentemente. Tal abordagem será utilizada em conjunto com a modelagem do FPO-RETA descrita no Capítulo 2 a fim de considerar o modelo de 1 eixo de geradores síncronos no algoritmo de otimização. Desta forma são apresentados na sequência deste capítulo a fundamentação matemática para a decomposição dos subsistemas do sistema descrito em escalas de tempo, bem como o algoritmo necessário para a verificação da estabilidade do modelo original. Adicionalmente é apresentada a formulação da modelagem utilizada para representar o SEP nos subsistemas lento e rápido.

4.1 Conceitos Gerais para Decomposição em duas Escalas de Tempo

4.1.1 Definições matemáticas para tratamento de EDOs

Para facilitar a compreensão da formulação matemática apresentada na sequência deste capítulo, será apresentada agora uma breve revisão de conceitos relativos ao tratamento de EDOs em sistemas autônomos. Estas definições, bem como uma revisão completa a este respeito é encontrada em (KHALIL, 1996) e (THEODORO, 2013). Considerando o

sistema dinâmico autônomo não linear:

$$\dot{x} = f(x) \quad (4.3)$$

onde: $(x \in \mathbb{R}^n)$, e $f(x)$ consiste em uma função de classe C^1 .

Tendo a função (4.3) como base define-se os seguintes conceitos:

1. Sistema Autônomo: sistemas que não apresentam uma relação explícita com a variável tempo, visto que sua condição de operação pode ser completamente determinada através da condição de operação anterior. Ex. Sistemas de energia elétrica (sistema autônomo não linear);
2. Função de classe C^1 : função diferenciável e cuja primeira derivada é contínua. Tais condições garantem a unicidade de soluções para dada função;
3. Trajetória do sistema: Uma solução do sistema (4.3) iniciada em x_0 no tempo $t = 0$, denotada por $\phi(x_0) : R \rightarrow R^n$;
4. Ponto de equilíbrio: Um ponto $x_e \in R^n$ é um ponto de equilíbrio do sistema (4.3) se e somente se $f(x_e) = 0$. O conjunto de pontos de equilíbrio é usualmente denotado por $E = \{x \in R^n : f(x) = 0\}$.
5. Ponto de equilíbrio hiperbólico do tipo k : x_e é dito um ponto de equilíbrio hiperbólico do tipo k , se a matriz Jacobiana do sistema linearizado associado ao mesmo, possuir k autovalores com parte real positiva e $(n - k)$ autovalores com parte negativa;
6. Ponto de equilíbrio estável: x_e é dito ser um ponto de equilíbrio estável se dado $\varepsilon > 0$ suficientemente pequeno, existe $\sigma(\varepsilon) > 0$, sendo $\varepsilon, \sigma \in R$, tal que para todo x_0 , satisfazendo $\|x_0 - x_e\| < \sigma$, implica que $\|\phi(x_0, t) - x_e\| < \varepsilon$, para todo $t > t_0$;
7. Ponto de equilíbrio atrativo ou atrator: x_e é dito ser um ponto de equilíbrio atrativo se existe $\eta > 0 \in R^+$, tal que para todo x_0 , satisfazendo $\|x_0 - x_e\| < \eta$, implica que $\phi(x_0, t) \rightarrow x_e$, para todo $t \rightarrow +\infty$;

8. Ponto de equilíbrio assintoticamente estável (Sigla do inglês ASEP: Asymptotically Stable Equilibrium Point): um ponto de equilíbrio é dito assintoticamente estável se e somente se este ponto é estável e atrativo;
9. Região de estabilidade (ou área de atração): conjunto de condições iniciais de um sistema dinâmico que convergem para o mesmo ponto (x_s) quando $t \rightarrow +\infty$. Pode ser matematicamente definido de acordo com (4.4).

$$A(x_s) = \{x \in R : \lim_{t \rightarrow +\infty} \phi(x, t) = x_s\} \quad (4.4)$$

4.1.2 Decomposição em duas escalas de tempo

Inicialmente assume-se que o sistema analisado é um sistema singularmente perturbado com diferentes dinâmicas coexistindo podendo ser divididas em variáveis de dinâmica lenta e variáveis de dinâmica rápida, ou de forma simplificada, variáveis rápidas e lentas. Desta forma tal sistema é usualmente representado de acordo com:

$$(\Sigma_\epsilon) \left\{ \begin{array}{l} \frac{dx}{dt} = f(x, z) \\ \epsilon \frac{dz}{dt} = g(x, z) \end{array} \right.$$

ou, alternativamente,

$$(\Pi_\epsilon) \left\{ \begin{array}{l} \frac{dx}{d\tau} = \epsilon f(x, z) \\ \frac{dz}{d\tau} = g(x, z) \end{array} \right.$$

Onde $x \in R^n$ é o vetor das variáveis lentas, $z \in R^m$ é o vetor das variáveis rápidas, ϵ consiste em um parâmetro do sistema de valor real positivo e pequeno, $\tau = \frac{1}{\epsilon}$ representa a escala de tempo rápida, $f : R^n \times R^m \rightarrow R^n$ e $g : R^n \times R^m \rightarrow R^m$ são funções não lineares de classe C^1 .

Fazendo com que $\epsilon \rightarrow 0$ é possível obter um subsistema lento (Σ_{lento}) e um subsistema rápido (Π_{rapido}), de acordo com:

$$(\Sigma_{lento}) \left\{ \begin{array}{l} \frac{dx}{dt} = f(x, z) \\ 0 = g(x, z) \end{array} \right.$$

e,

$$(\Pi_{rapido}) \left\{ \begin{array}{l} \frac{dx}{d\tau} = 0 \\ \frac{dz}{d\tau} = g(x, z) \end{array} \right. \quad (4.5)$$

A partir da análise das formulações apresentadas é possível verificar algumas características importantes entre os subsistemas rápido e lento. Verifica-se que o subsistema lento (Σ_{lento}) é constituído por um sistema de equações algébrico-diferenciais, no qual a equação $g(x, z) = 0$ representa as restrições do subsistema lento definidos por $\Gamma = \{(x, y) \in R^n \times R^m : g(x, z) = 0\}$. Em contrapartida, ao analisar a dinâmica do subsistema rápido (Π_{rapido}) verifica-se que as variáveis do subsistema lento podem ser consideradas invariantes no período considerado, sendo consideradas então como parâmetros. Adicionalmente, verifica-se que para cada vetor de estados x , irá existir um subsistema rápido correspondente, e o conjunto destes subsistemas parametrizados com as variáveis lentas é denominado de BLS (sigla do inglês Boundary Layer System) (PILLCO, 2015).

As características supracitadas são expressas graficamente na Figura 4.3, na qual: $\Pi_{BLS}(x_1)$, $\Pi_{BLS}(x_2)$, $\Pi_{BLS}(x_3)$ e $\Pi_{BLS}(x_s)$ representam a família dos subsistemas rápidos considerando as respectivas variáveis lentas, x_1 , x_2 , x_3 e x_s constantes. Os pontos (x_1, z_1) , (x_2, z_2) , (x_3, z_3) e (x_s, z_s) representam os pontos de equilíbrio estável para cada respectivo subsistema rápido. Por fim, a Figura 4.3 apresenta a dinâmica do subsistema lento (Σ_{lento}) ao longo do conjunto de restrições Γ_s até o ponto de equilíbrio estável (x_s, z_s) do sistema (Σ_ϵ).

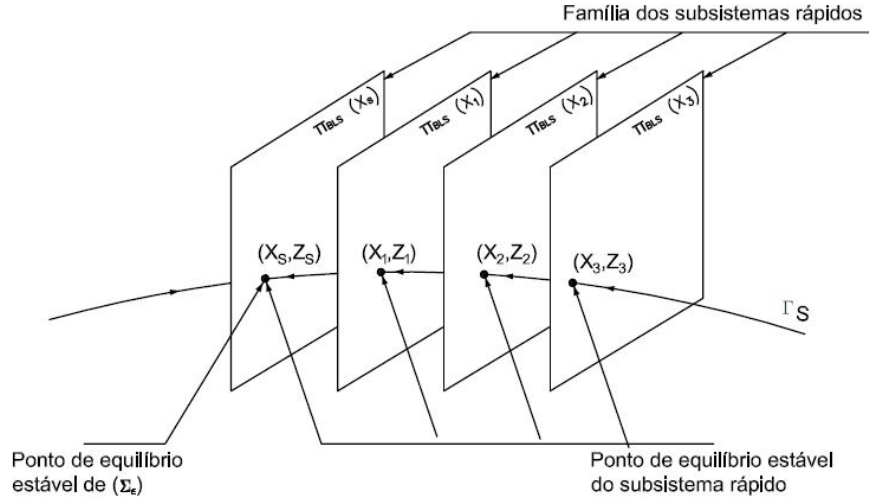


Figura 4.3: Representação gráfica do comportamento dos subsistemas rápido e lento. Fonte: adaptado de (ALBERTO; CHIANG, 2009)

Uma vez demonstrada a formulação matemática para decomposição de um sistema singularmente perturbado em escalas de tempo, especificamente nos subsistemas lento e rápido, é interessante verificar que a dinâmica deste sistema pode ser representada como a dinâmica composta dos subsistemas lento e rápido associados. Esta relação é determinada através do Teorema de Tikhonov, o qual estabelece a relação entre as trajetórias do sistema singularmente perturbado (Σ_ϵ) e as trajetórias dos respectivos subsistemas (Σ_{lento}) e (Π_{rapido}). Este teorema é apresentado em (KHALIL, 1996) e discutida esta aplicação em (THEODORO, 2013).

A partir da formulação apresentada na presente seção, e tendo em vista a relação do Teorema de Tikhonov, faz-se necessário a análise da estabilidade dos subsistemas definidos, bem como sua relação com a estabilidade do sistema singularmente perturbado avaliado.

4.2 Análise da estabilidade em 2 escalas de tempo

A caracterização das relações da estabilidade do sistema (Σ_ϵ) e de seus respectivos subsistemas (Σ_{lento}) e (Π_{rapido}) é composta pelas relações estáticas (tipo e localização dos pontos de equilíbrio) e relações dinâmicas (presença da fronteira da região de estabilidade). A determinação matemática destas relações é apresentada na sequência desta seção com o

intuito de embasar o algoritmo de avaliação da estabilidade de um sistema singularmente perturbado utilizado no presente trabalho.

Inicialmente as seguintes suposições são adotadas para o sistema analisado (THEODORO, 2013):

- a. Existe um ASEP no sistema sob análise;
- b. Todos os pontos de equilíbrio são hiperbólicos;
- c. Toda trajetória na fronteira da região de estabilidade converge para um ponto de equilíbrio quando $t \rightarrow \infty$.

A suposição (a.) é usualmente considerada para analisar sistemas reais, visto que o não atendimento desta suposição implica, geralmente, na impossibilidade de operação do sistema. A suposição (b.) é genericamente satisfeita para sistemas de energia elétrica, ou seja, não restringe consideravelmente a aplicação da teoria dentro da aplicação proposta. Já para o atendimento da suposição (c.) é necessário que exista uma função energia para o sistema, e esta condição deve ser avaliada individualmente.

Tendo em vista as suposições apresentadas, são utilizados dois teoremas a partir dos quais é possível definir as relações existente entre os pontos de equilíbrio do sistema singularmente perturbado e seus respectivos subsistemas. Estes teoremas são apresentados em (THEODORO, 2013) e (PILLCO; ALBERTO, 2015) e serão discutidos no presente trabalho. No entanto suas comprovações matemáticas não serão detalhadas.

Teorema 1 (Caracterização dos tipos de ponto de equilíbrio): Seja um ponto de equilíbrio hiperbólico de tipo j , (x^*, z^*) , de Σ_{lento} em uma componente Γ_i de tipo k de Γ , então existe $\epsilon^* > 0$ tal que (x^*, z^*) é um ponto de equilíbrio de tipo $j + k$ de Σ_ϵ para todo $\epsilon \in (0, \epsilon^*)$.

A comprovação matemática deste teorema é apresentado no apêndice de (PILLCO; ALBERTO, 2015). O Teorema 1 implica que o tipo do ponto de equilíbrio hiperbólico do sistema singularmente perturbado Σ_ϵ é constituído pela soma dos tipos dos pontos de

equilíbrio hiperbólico dos subsistemas Σ_{lento} e Π_{rapido} . Como consequência do Teorema 1 são determinados 2 corolários:

Corolário 1.1: Considerando que todo ponto de equilíbrio de Σ_{lento} é hiperbólico, então todo ASEP do sistema Σ_ϵ pertence ao componente estável Γ_s de Γ para ϵ suficientemente pequeno.

Corolário 1.2: se (x^*, z^*) é um ASEP hiperbólico do subsistema Σ_{lento} em um componente estável Γ_s de Γ , então (x^*, z^*) é um ASEP hiperbólico do sistema Σ_ϵ para ϵ suficientemente pequeno.

O *Corolário 1.1* indica que a existência de uma componente estável Γ_s de Γ é uma condição necessária para a existência de um ASEP no sistema singularmente perturbado Σ_ϵ . Considerando que (x^*, z^*) somente pode ser considerado um ASEP do subsistema rápido Π_{rapido} se estiver sobre o componente estável Γ_s de Γ , então, a existência de um ASEP no subsistema rápido garante a existência de um componente estável Γ_s de Γ no sistema singularmente perturbado Σ_ϵ . Já o *Corolário 1.2* demonstra que a verificação da existência de um ASEP do subsistema lento Σ_{lento} , sobre o componente estável Γ_s de Γ , garante também a existência de um ASEP no sistema singularmente perturbado Σ_ϵ .

Desta forma, o Teorema 1 apresenta a relação entre a existência de ASEPs nos subsistemas rápido Π_{rapido} e lento Σ_{lento} com a existência de um ASEP também no sistema singularmente perturbado Σ_ϵ . Tendo em vista esta demonstração, o Teorema 2 demonstra que, uma vez determinada a estabilidade do subsistema rápido Π_{rapido} , junto a determinação da estabilidade do subsistema lento Σ_{lento} é possível garantir a estabilidade do sistema original Σ_ϵ (PILLCO; ALBERTO, 2015).

Teorema 2: Supondo que (x_s, z_s) é um ASEP do subsistema lento Σ_{lento} em um componente estável Γ_s do conjunto de restrições Γ , e sendo $A_0(x_s, z_s) \subset \Gamma_s$ sua respectiva região de estabilidade. Se $(x_0, z^*) \in \Gamma_s$ pertence a região de estabilidade $A_0(x_s, z_s) \subset \Gamma_s$ de Σ_{lento} e (x_0, z_0) pertence a região de estabilidade $A_F(x_0, z^*)$ do subsistema rápido Π_{rapido} . Então (x_0, z_0) pertence a região de estabilidade do sistema singularmente perturbado Σ_ϵ para um ϵ suficientemente pequeno.

A comprovação matemática do Teorema 2 é apresentada e discutida em (PILLCO; ALBERTO, 2015). Em síntese, o Teorema 2 correlaciona as regiões de estabilidade dos subsistemas lento e rápido com a região de estabilidade do sistema original, demonstrando que é possível garantir a estabilidade do sistema original a partir da análise de seus respectivos subsistemas. Sendo assim, justifica-se a decomposição de um sistema singularmente estável em escalas de tempo para análise da estabilidade do sistema original, objeto de estudo do presente trabalho.

A partir da análise dos Teoremas 1 e 2 apresentados na presente seção aplicados a análise da estabilidade de um sistema singularmente perturbado, destacam-se algumas considerações relevantes para os procedimentos de análise da estabilidade em escalas de tempo que serão apresentados na sequência do trabalho.

1. Se o subsistema rápido é verificado instável para uma determinada condição, isto implica que o sistema original também é instável para a mesma condição;
2. A estabilidade do subsistema rápido para uma determinada condição não garante a estabilidade do subsistema lento, e vice-versa, e obviamente, a estabilidade do sistema original para a mesma condição;
3. Se ambos subsistemas, lento e rápido, são estáveis para uma determinada condição, então o sistema original também estável para a mesma condição.

4.3 Modelagem do Sistema Elétrico em Escalas de Tempo

Uma vez que no presente trabalho será utilizada a técnica da decomposição em escalas de tempo, a presente seção apresenta a modelagem do sistema elétrico nas escalas de tempo lenta e rápida. A divisão em escalas de tempo para análise da estabilidade é aplicada, neste trabalho, no modelo do gerador. De acordo com o já comentado, o principal motivo da aplicação desta técnica no modelo dos geradores é possibilitar aumentar a ordem do modelo do gerador utilizado sem comprometer a dimensionalidade do problema de otimização.

Para tanto, o modelo do gerador utilizado no presente trabalho é o modelo de 1 eixo, desconsiderando o regulador de tensão, resultando em um modelo de 3º ordem. O equacionamento deste modelo já foi previamente apresentado no Capítulo 1. Neste modelo de gerador as variáveis relacionadas ao sistema eletromecânico do gerador (ângulo e velocidade do rotor) são consideradas as variáveis rápidas. Já a tensão transitória do eixo em quadratura é considerada como sendo uma variável lenta. Tais considerações são razoáveis desde que a constante de tempo da tensão transitória do eixo em quadratura seja suficientemente grande (PILLCO, 2015).

Desta forma, considerando um sistema elétrico de potência constituído por n_g geradores e com as cargas representadas por modelos de impedância constantes, este pode ser representado por:

$$(\Pi_\epsilon) \left\{ \begin{array}{c} \Pi_{\epsilon_1} \\ \vdots \\ \Pi_{\epsilon_{n_g}} \end{array} \right. \text{ onde, } (\Pi_{\epsilon_i}) \left\{ \begin{array}{l} \dot{E}'_{qi} = c_i \epsilon (E_{FD_i} - E'_{qi} + (x'_{di} - x_{di}) I_{di}) \\ 2H_i \dot{\omega}_i = P_{G_i} - P_{e_i} - D_i(\omega_i - 1) \\ \dot{\delta}_i = \omega_s \omega_i - \omega_s \end{array} \right.$$

Tendo em vista a divisão de variáveis supracitada, o subsistema rápido é definido como:

$$(\Pi_{\text{rapido}}) \left\{ \begin{array}{c} \Pi_{\text{rapido}_1} \\ \vdots \\ \Pi_{\text{rapido}_{n_g}} \end{array} \right. \text{ onde, } (\Pi_{\text{rapido}_i}) \left\{ \begin{array}{l} 2H_i \dot{\omega}_i = P_{G_i} - P_{e_i} - D_i(\omega_i - 1) \\ \dot{\delta}_i = \omega_s \omega_i - \omega_s \\ \dot{E}'_{qi} = 0 \end{array} \right.$$

Verifica-se que a equação diferencial da variável lenta E'_q apresentada como sendo igual a zero, ou seja, de acordo com o descrito na teoria da divisão em escalas de tempo, a variável lenta é considerada uma constante para a avaliação do subsistema rápido. Ressalta-se também que, ao passo que o gerador do sistema original era representado por um modelo

de 3º ordem , o subsistema rápido consiste na representação de cada máquina a partir de um modelo de 2º ordem, coincidente com o modelo clássico de representação de geradores. O equacionamento do subsistema lento é definido como:

$$(\Sigma_{\text{lento}}) \left\{ \begin{array}{c} \Sigma_{\text{lento}_1} \\ \vdots \\ \Sigma_{\text{lento}_{n_g}} \end{array} \right. \quad \text{onde,} \quad (\Sigma_{\text{lento}_i}) \left\{ \begin{array}{l} \dot{E}'_{q_i} = c_i \epsilon (E_{FD_i} - E'_{q_i} + (x'_{d_i} - x_{d_i}) I_{d_i}) \\ 0 = P_{G_i} - P_{e_i} - D_i(\omega_i - 1) \\ 0 = \omega_i - 1 \end{array} \right.$$

Verifica-se, em concordância com a teoria apresentada, que para o subsistema lento as equações diferenciais das variáveis rápidas são representadas por equações algébricas, as quais atuam como restrições do subsistema lento. O subsistema lento consiste em um sistema algébrico-diferencial de 1º ordem, demonstrando assim a simplificação nas ordens dos modelos conseguida através da divisão das escalas de tempo.

4.4 Procedimentos para Análise da Estabilidade em 2 Escalas de Tempo

Na Figura 4.4 é apresentado um procedimento para análise da estabilidade de um sistema singularmente perturbado em escalas de tempo a partir da aplicação de um falta temporária, tendo como base a modelagem de um gerador com o modelo de 1 eixo e a divisão em escalas de tempo supracitada. Tal procedimento foi desenvolvido tendo em vista o comportamento destes subsistemas bem como os teoremas que correlacionam a estabilidade entre o sistema original e seus respectivos subsistemas.

4.5 Considerações Finais

O presente capítulo discutiu a modelagem de um sistema singularmente perturbado em diferentes escalas de tempo, especificamente em duas escalas de tempo: lenta e rápida. Visto

que respostas em diferentes escalas de tempo são inerentes ao sistema elétrico de potência, devido à grande variedade de equipamentos e sistemas de controle, tal técnica apresenta ganhos consideráveis na simplificação dos modelos utilizados, desempenho computacional e robustez matemática. Adicionalmente foi apresentado todo o embasamento matemático e condições necessárias que possibilitam a divisão de um sistema em escalas de tempo, bem como o equacionamento a ser utilizado no presente trabalho para o modelo do gerador de 1 eixo.

Na sequência do presente trabalho será apresentada a metodologia proposta, a qual combina a técnica de otimização do FPO-RETA apresentada no Capítulo 2 com a análise da estabilidade em 2 escalas de tempo. Tal combinação visa a avaliação de modelos mais complexos de geradores sem comprometer a dimensionalidade do problema.

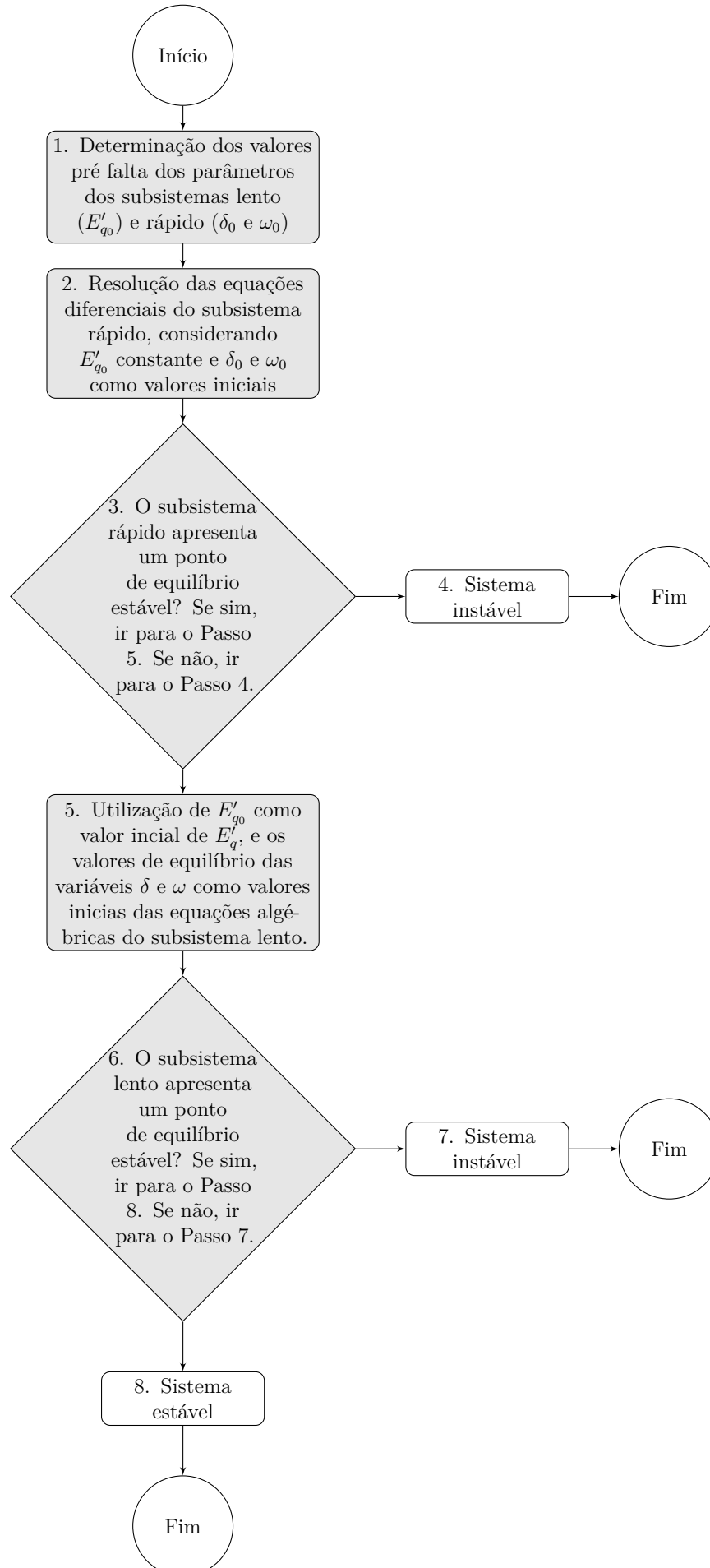


Figura 4.4: Fluxograma para análise da estabilidade em duas escalas de tempo.

CAPÍTULO 5

METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia utilizada no presente trabalho a fim de possibilitar uma avaliação de estabilidade transitória angular de um sistema elétrico considerando a otimização da potência dos geradores conectados a rede a partir de modelos de 3° ordem, bem como avaliando as contingências mais críticas deste sistema através de um algoritmo de seleção de contingências. Para tanto são utilizados os conceitos e a modelagem do FPO-RETA, bem como a aplicação da análise da estabilidade transitória em duas escalas de tempo. A fim de facilitar a compreensão, a metodologia utilizada no presente trabalho pode ser dividida em três principais etapas as quais serão detalhadas na sequência do presente capítulo.

5.1 Estabilidade da primeira oscilação

Para aplicação da metodologia proposta são necessários dois conceitos que ainda não foram apresentados no presente trabalho, o conceito da avaliação da estabilidade na primeira oscilação, e o conceito da margem de estabilidade na primeira oscilação. Estes conceitos serão descritos na sequência da presente seção.

A análise da estabilidade transitória na primeira oscilação visa avaliar se, dado a extinção de uma falta, o sistema pode ser considerado estável a partir da observação da trajetória do ângulo do rotor dos geradores (δ) e da potência acelerante (P_a). Neste contexto, para afirmar que o sistema é estável na primeira oscilação é necessário atender dois critérios, primeiro deve-se encontrar um ponto em que $\dot{\delta}(t) = 0$ para todos as máquinas do sistema. Adicionalmente deve-se atender ao critério da potência acelerante para garantir a estabilidade na primeira oscilação (HAQUE, 1996). Dentro deste contexto as possibilidade

a serem avaliadas são:

- A perturbação provoca a aceleração do rotor da máquina avaliada: neste caso deve-se encontrar um pico na trajetória de δ e a potência acelerante menor que zero ($P_a < 0$) para o sistema ser estável na primeira oscilação;
- A perturbação provoca a desaceleração do rotor da máquina avaliada: neste caso deve-se encontrar um pico na trajetória de δ e a potência acelerante maior que zero ($P_a > 0$) para o sistema ser estável na primeira oscilação;
- Para o caso em que $\dot{\delta}(t) = 0$ e $P_a = 0$, este representa o ponto crítico de estabilidade do sistema.

Uma vez determinada a estabilidade transitória na primeira oscilação, a margem de estabilidade (ME) na primeira oscilação refere-se a proximidade do ponto da primeira oscilação até o ponto crítico de instabilidade do sistema, ou seja, quão próximo da instabilidade o pico da primeira oscilação encontra-se. A margem de estabilidade pode ser determinada com base no valor da potência acelerante (P_a) de um gerador, e é melhor compreendida analisando a Figura 5.1. Esta figura representa a variação da potência elétrica (P_e) de um gerador (modelo Swing) em função de δ dada a aplicação de uma falta.

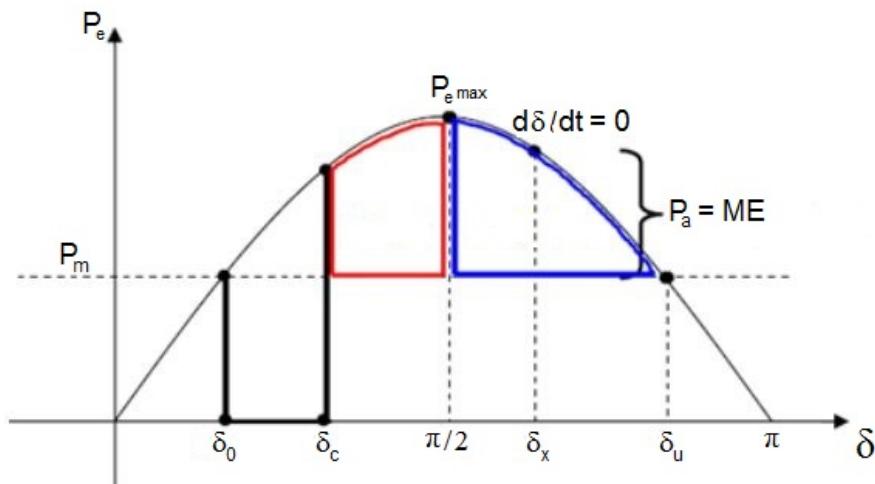


Figura 5.1: Potência vs Ângulo do rotor - Margem de Estabilidade. Fonte: (LARA, 2014).

Para o exemplo da Figura 5.1 a falta é aplicada em δ_0 e extinta em δ_c . Uma vez extinta a falta, o valor de P_e aumenta, ultrapassando o valor da potência mecânica (P_m), desacelerando o rotor da máquina. A partir deste ponto o comportamento de δ irá oscilar até atingir o primeiro pico ($\dot{\delta}(t) = 0$), representado por δ_x , ou ultrapassar o ângulo crítico da máquina (δ_u) resultando na instabilidade da máquina. Desta forma a ME na primeira oscilação é dada pela distância de δ_x até δ_u , distância esta que, como pode ser verificado na Figura 5.1, pode ser mensurada através do valor da potência acelerante em δ_x . Portanto, o valor de ME é determinado de acordo com (5.1).

$$ME = P_a(\delta_x) \quad (5.1)$$

Neste contexto duas situações devem ser avaliadas, caso o primeiro pico (δ_x) ocorra na área vermelha significa que ainda existe uma considerável distância angular entre δ_x e δ_u , ou seja, uma margem de estabilidade grande. No entanto, se a ME for calculada de acordo com (5.1) apresentará um valor baixo, similar ao valor de ME caso (δ_x) ocorra na área azul. Uma vez que, quanto menor o valor de ME mais próximo o pico da primeira oscilação está do ponto crítico de instabilidade, a formulação apresentada em (5.1) pode gerar análises equivocadas a respeito da ME. A fim de solucionar este problema, o cálculo da ME foi normalizado utilizando a formulação proposta em (HAQUE, 1996) apresentada em (5.2).

$$ME = \left(\frac{P_a(\delta_x)}{P_a^{max}} \right)^2 \quad (5.2)$$

onde,

P_a^{max} : Valor máximo de P_a encontrado entre δ_x e δ_u ;

Aplicando a formulação apresentada em (5.2), no caso de δ_x ocorrer na região vermelha do gráfico apresentado na Figura 5.1, o valor da ME será igual a 1, visto que neste caso $\delta_x = P_a^{max}$. Desta forma, temos um valor de ME normalizado, apresentando valores entre 0 e 1.

Por fim, a análise do cálculo da ME apresentada até o momento refere-se a avaliação de um único gerador, e sua resposta a uma determinada contingência. No entanto, o presente trabalho visa analisar um sistema com mais de um gerador simultaneamente, fazendo com que seja necessário a extensão da formulação apresentada para o caso multi-máquinas. Para tanto, considerando um SEP com ng geradores, o valor da ME_i é determinado para cada um dos ng geradores do sistema a partir de (5.2). O valor da ME do sistema é então determinado como sendo o menor dentre todos os valores de ME_i , de acordo com (5.3) (HAQUE, 1996).

$$ME = \min_{i=1, \dots, ng} \{ME_i\} \quad (5.3)$$

O conceito da avaliação da estabilidade na primeira oscilação é utilizado no algoritmo do FPO-RETA proposto no presente trabalho. Já o algoritmo de classificação de contingências, além de avaliar a estabilidade do sistema através da primeira oscilação, faz uso do critério da margem de estabilidade para classificar a criticidade das contingências.

5.2 Algoritmo para classificação de contingências

O principal objetivo da utilização do algoritmo de classificação de contingências consiste em determinar as contingências mais críticas do sistema, no tocante da estabilidade transitória angular, a fim de embasar as avaliações do algoritmo do FPO-RETA em duas escalas de tempo. Em outras palavras, as contingências mais críticas determinadas pelo algoritmo de classificação serão as contingências consideradas ao se executar o FPO-RETA

em duas escalas de tempo.

A metodologia de classificação de contingências proposta é apresentada em (LARA, 2014) com a diferença que neste trabalho a avaliação foi estendida para o caso multi-máquinas. Adicionalmente, busca-se as contingências mais críticas, e em (LARA, 2014) o objetivo é encontrar as melhores barras para conexão de geradores distribuídos. Para tanto foi implementada computacionalmente a solução da resposta dinâmica de geradores síncronos para grandes perturbações, modelados pelas equações Swing, através da determinação da matriz reduzida e modelagem das cargas como impedância constante. Desta forma, para a classificação das contingências são avaliadas duas grandezas resultantes, são elas a potência acelerante do gerador e o ângulo do rotor do gerador, visto que com estas grandezas é possível determinar a margem de estabilidade na 1ª oscilação.

A metodologia utilizada classifica o risco de cada contingência em 3 categorias distintas, são elas: risco elevado, risco médio e baixo risco, de acordo com o potencial de impacto na estabilidade transitória dos geradores conectados a rede. As contingências classificadas com risco médio passam por uma avaliação numérica mais criteriosa da margem de estabilidade na 1ª oscilação. O algoritmo utilizado para classificação das contingências de acordo com as três categorias supracitadas é apresentado na Figura 5.2 e discutido na sequência desta seção.

Uma vez simulada uma determinada contingência a primeira verificação consiste em avaliar se esta contingência causa ilhamento dos geradores do sistema. No caso da contingência avaliada causar ilhamento esta contingência não é mais avaliada, visto que nesta situação o gerador é obrigado a desconectar da rede de acordo com a normatização vigente (ANEEL, 2015). No caso da contingência avaliada não causar o ilhamento esta passa para a próxima etapa de classificação.

A segunda etapa para classificação da contingência consiste em verificar a resposta dos geradores para a aplicação desta contingência com um tempo de eliminação de falta (t_a) elevado, este tempo foi definido como sendo igual a 5 x o tempo nominal de abertura de falta do sistema avaliado ($t_{a_{nom}}$). Caso a contingência avaliada com este tempo elevado

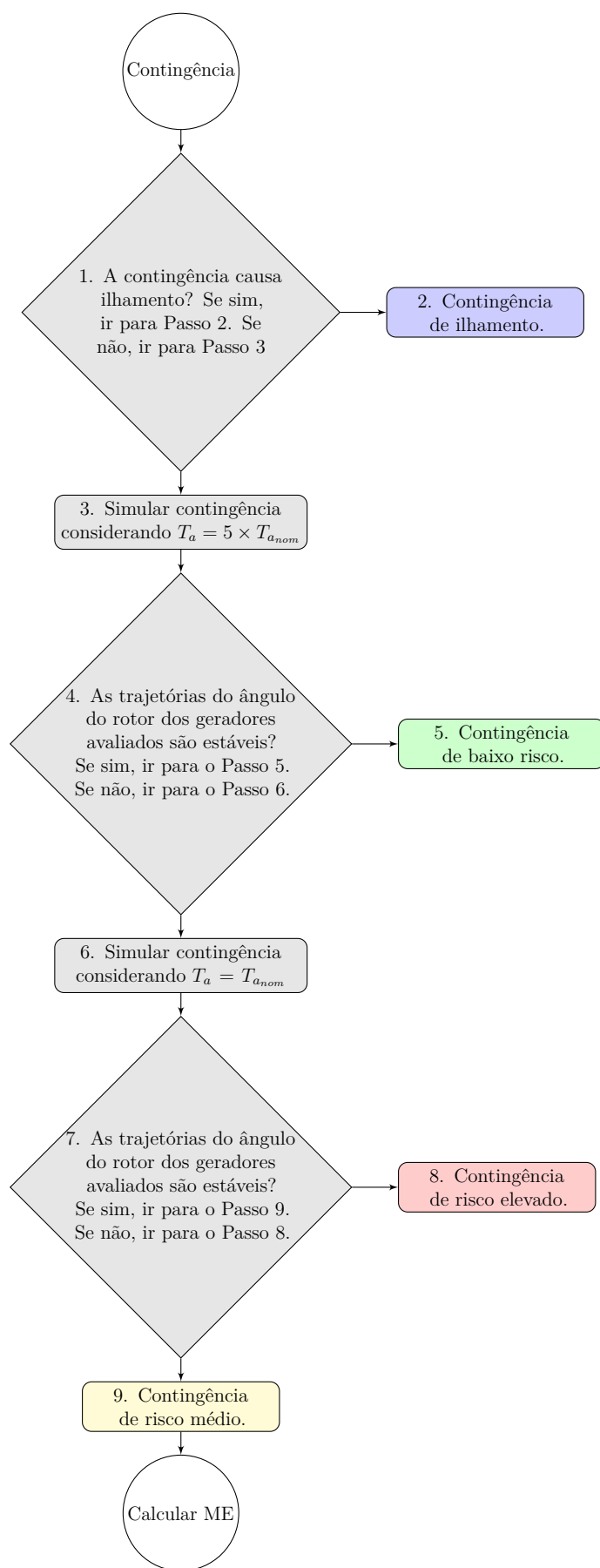


Figura 5.2: Fluxograma do classificador de contingências.

para eliminação da falta não cause a perda de estabilidade por parte dos geradores avaliados então esta contingência é classificada como baixo risco. O entendimento desta classificação consiste em que, mesmo para um caso crítico em que haja um atraso considerável na atuação do sistema de proteção da rede tal contingência não causa impactos consideráveis à operação dos geradores, desta forma representa uma contingência de baixo risco. Caso a contingência cause a perda de estabilidade transitória de, pelo menos um gerador do sistema avaliado, para $(t_a = 5 \times ta_{nom})$, então tal contingência segue para a próxima etapa de avaliação.

A terceira etapa da classificação da contingência consiste na avaliação da resposta transitória dos geradores considerando o tempo de eliminação de falta nominal do sistema ($t_a = ta_{nom}$). Se, para este caso, um dos geradores apresente perda de estabilidade, a contingência avaliada é classificada como sendo de risco elevado. Caso contrário, significa que o tempo crítico para esta contingência encontra-se entre ta_{nom} e $5 \times ta_{nom}$ e deve ser criteriosamente avaliado. Neste caso a contingência é classificada como sendo de risco médio, e o valor da ME do sistema é calculado de acordo com 5.3. Quanto menor o valor da ME mais crítica é a contingência.

5.3 Algoritmo proposto

Uma vez definida a metodologia para avaliação das contingências mais críticas do sistema avaliado, a próxima etapa do presente trabalho consiste na definição do algoritmo do FPO-RETA considerando a utilização do modelo de gerador de 1 eixo através da avaliação da estabilidade em duas escalas de tempo. De acordo com o apresentado no Capítulo 2, a principal dificuldade da formulação de um FPO-RETA usualmente consiste na dimensão do problema, visto que são inseridas variáveis dinâmicas em função do tempo como restrições do problema de otimização. A maioria dos trabalhos verificados apresentam como modelo do gerador para o FPO-RETA o modelo *Swing* (2º ordem), visto que este é o modelo de menor ordem utilizado e, portanto, o modelo que menos impacta nas dimensões do problema. Considerando que o presente trabalho visa a utilização do modelo de 1 eixo

(3º ordem) no algoritmo do FPO-RETA faz-se necessário o uso de aprimoramentos na metodologia a fim de contornar o problema da dimensionalidade do problema de otimização. Inserido neste contexto o presente trabalho propõe a utilização da avaliação da estabilidade transitória através da divisão em escalas de tempo para consideração do modelo de gerador de 1 eixo no algoritmo do FPO-RETA. Adicionalmente, outra metodologia utilizada para reduzir o problema da dimensionalidade do FPO-RETA consiste na utilização do conceito da estabilidade na primeira oscilação dentro do problema de otimização, de acordo com o proposto por (FUCHS, 2015). Na sequência da presente seção serão detalhados os aprimoramentos supracitados, resultando no algoritmo final proposto no presente trabalho.

5.3.1 Avaliação do FPO-RETA em duas escalas de tempo

De acordo com o apresentado na seção anterior, a utilização da divisão em escalas de tempo no algoritmo do FPO-RETA visa reduzir a dimensionalidade do problema para utilização do modelo de gerador de 1 eixo. Para aplicação da metodologia proposta faz-se uso da divisão em subsistemas lento e rápido do modelo de 1 eixo de um gerador. Nesta divisão as variáveis do subsistema rápido consistem nas grandezas atreladas ao sistema eletromecânico do gerador, ou seja, o ângulo e a velocidade do rotor. Já a equação diferencial da tensão transitória de eixo direto (E'_q) é considerada como o subsistema lento. Tais considerações são razoáveis desde que a constante de tempo da tensão transitória do eixo direto seja suficientemente grande.

Destaca-se então que a divisão apresentada para o subsistema rápido coincide com o modelo *Swing* de geradores, e a dinâmica adicional referente ao modelo de 1 eixo (E'_q) representa uma dinâmica mais lenta e, portanto, pode ser avaliada separadamente. Tendo como base as características supracitadas, a fim de inserir a avaliação do modelo de 1 eixo no algoritmo do FPO-RETA, o presente trabalho propõe a execução do FPO-RETA considerando o modelo *Swing* de geradores como sendo a avaliação do subsistema rápido. A partir do resultado deste FPO-RETA é então verificada a estabilidade do subsistema lento. Caso o subsistema lento apresente uma resposta instável significa que não é garantida

a estabilidade do modelo de gerador de 1 eixo. Neste caso, são alterados os limites operacionais atrelados ao comportamento dinâmico do gerador e executado o algoritmo do FPO-RETA novamente, até que seja garantida a estabilidade do modelo de 1 eixo através da avaliação da estabilidade dos subsistemas rápido e lento. Este procedimento é detalhado no fluxograma do algoritmo proposto na sequência do presente capítulo.

5.3.2 Avaliação da estabilidade através da primeira oscilação

A proposta de inserção da avaliação da estabilidade transitória a partir da primeira oscilação no algoritmo do FPO-RETA visa reduzir a quantidade de passos de tempo no período pós-falta. Esta metodologia foi proposta por (FUCHS, 2015) e apresentou considerável redução do esforço computacional necessário para resolução do FPO-RETA. De acordo com o exposto no presente capítulo a análise da estabilidade transitória a partir da primeira oscilação visa avaliar a estabilidade transitória da máquina a partir da trajetória do ângulo do rotor até a primeira oscilação, não necessitando avaliar um período maior da dinâmica do gerador a fim de determinar se este apresenta uma resposta estável ou não.

Dentro deste contexto a metodologia apresentada em (FUCHS, 2015) propõe que o algoritmo do FPO-RETA seja executado com o menor número de passos de tempo no período pós-falta necessários para verificação de um pico de oscilação, ou seja, 3 passos de tempo. Caso seja verificada a primeira oscilação é então analisada a estabilidade do sistema, caso contrário é inserido mais um passo de tempo na formulação do FPO-RETA e este é executado novamente até que encontre-se a primeira oscilação do ângulo do rotor. Este procedimento é melhor detalhado no fluxograma do algoritmo proposto na sequência deste capítulo.

5.3.3 Fluxograma do algoritmo proposto

A fim de facilitar a compreensão do algoritmo proposto no presente trabalho, o mesmo é apresentado em forma de fluxograma na Figura 5.3. Este algoritmo engloba então as metodologias supracitadas para resolução de um problema de FPO-RETA considerando o modelo de 1 eixo para geradores através da divisão em escalas de tempo, bem como utilizando o conceito de estabilidade na primeira oscilação. Ressalta-se também que o algoritmo proposto é executado após a definição de uma contingência de interesse, definição esta que será realizada no presente trabalho através do algoritmo de classificação de faltas. Na sequência é então detalhado o algoritmo proposto seguindo as etapas apresentadas no fluxograma da Figura 5.3.

O algoritmo proposto é constituído por duas partes principais (destacadas na Figura 5.3 pelas cores vermelho e cinza). A primeira parte (destacada em vermelho) refere-se a resolução do problema do FPO-RETA do subsistema rápido considerando a estabilidade da primeira oscilação, bem como na sequência, a estabilidade assintótica do mesmo subsistema. A segunda parte (destacada em cinza) é referente a avaliação da estabilidade assintótica do subsistema lento. De acordo com a teoria apresentada no Capítulo 3, uma vez verificada a estabilidade de ambos os subsistemas o sistema original pode ser considerado estável.

Inicialmente, no Passo 1, os dados do sistema avaliado são inicializados e no Passo 2 um FPO convencional é executado a fim de determinar as condições iniciais para o problema do FPO-RETA em determinadas variáveis, tensão e ângulo dos barramentos do sistema. Ainda nesta etapa a matriz de admitâncias do sistema (Y_{bus}) e a matriz reduzida de admitâncias do sistema (Y_{red}) são determinadas. Para tanto, as admitâncias das cargas do sistema são determinadas a partir dos valores das tensões calculadas pelo FPO convencional.

Já no Passo 3 é realizada a formulação do problema do FPO-RETA considerando apenas 3 passos de tempo no período pós-falta. Este é o valor mínimo de passos de tempo necessários para a verificação da existência do primeiro pico (vale) na trajetória do ângulo do rotor dos geradores do sistema. Por exemplo, considerando três passos de tempo

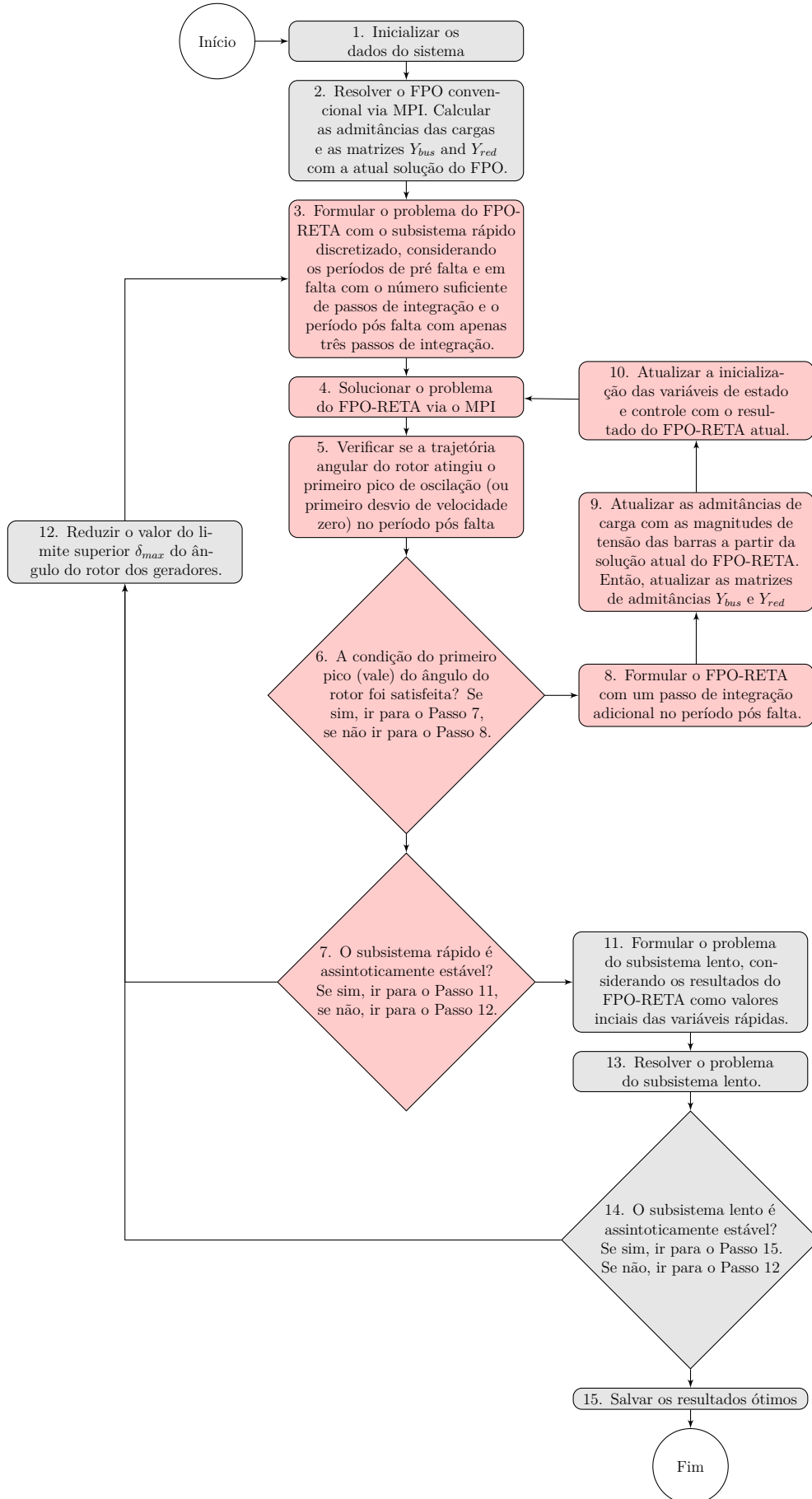


Figura 5.3: Fluxograma do Algoritmo Proposto.

discretos $k - 1$, k e $k + 1$ no período pós falta. O primeiro pico (vale) é determinado para todos os geradores se $\delta_i^{k-1} < \delta_i^k < \delta_i^{k+1}$, para todo i, \dots, N_{DG} .

No Passo 4 é solucionado o FPO-RETA formulado com 3 passos de tempo no período pós-falta através do método primal-dual dos pontos interiores. Nos passos 5 e 6 é verificado a ocorrência de um primeiro pico (vale). Enquanto esta condição não é atendida um passo de tempo adicional é inserido no período pós-falta (Passo 8) e o problema do FPO-RETA é executado novamente no Passo 4. Para formulação do FPO-RETA com o passo de tempo adicional no período pós-falta, o valor das admitâncias das cargas é atualizada utilizando os valores de tensão em regime permanentes do ultimo FPO-RETA solucionado (Passo 9). Este procedimento faz com que o algoritmo do FPO-RETA apresente valores mais precisos devido ao fato dos valores de tensão utilizados serem mais realistas do que as estimativas iniciais. Adicionalmente, as variáveis de controle do FPO-RETA também são atualizadas no Passo 10 com os valores da ultima solução encontrada. Este procedimento melhora a velocidade de convergência do método primal-dual dos pontos interiores, de acordo com o apresentado em (FUCHS, 2015).

Quando as duas condições para a estabilidade do Passo 6 são verificadas, então é aplicado um método de integração numérica para verificação da estabilidade assintótica do subsistema rápido (Passo 7). Caso exista este ponto de equilíbrio o algoritmo segue para avaliação do subsistema lento. Caso contrário o limite operativo máximo do angulo do rotor dos geradores do sistema (δ_{max}) é reduzido e o subsistema rápido é avaliado novamente.

A verificação da estabilidade do subsistema lento é realizada verificando a existência de um ponto de equilíbrio assintoticamente estável para este subsistema no Passo 14. A verificação da existência deste ponto assintoticamente estável é realizada utilizando as equações do subsistema rápido como restrições algébricas do problema, de acordo com a teoria apresentada no Capítulo 3. No caso da verificação da estabilidade assintótica do subsistema lento é possível constatar que o sistema original também é assintoticamente estável, e desta forma os resultados ótimos são salvos e o algoritmo finalizado no Passo 15.

Já no caso do subsistema lento apresentar um comportamento instável para as condições avaliadas então o algoritmo retorna ao Passo 12, ou seja, reduz o valor de δ_{max} e retorna a avaliação do subsistema lento. É importante salientar que uma vez que o subsistema lento apresentou comportamento instável é necessário reiniciar o avaliação do subsistema rápido, ou seja, executar também o FPO-RETA novamente.

5.4 Considerações Finais

O presente capítulo apresenta a metodologia proposta no presente trabalho, a qual consiste basicamente em dois algoritmos distintos. O primeiro algoritmo, o classificador de contingência, visa subsidiar a determinação da contingência a ser avaliada no FPO-RETA. Para tanto faz uso da análise da estabilidade na primeira oscilação, bem como do conceito da margem da estabilidade para classificar as contingências em uma avaliação multi-máquinas. O segundo algoritmo, consiste no objeto principal do presente trabalho e refere-se ao algoritmo de resolução de um FPO-RETA em duas escalas de tempo. Esta resolução baseia-se nos conceitos apresentados nos Capítulos 2 e 3 e visa permitir que dentro do algoritmo de otimização seja avaliada somente a estabilidade do subsistema rápido. A estabilidade do subsistema lento é avaliada em uma etapa posterior. Desta forma pretende-se agregar a análise de modelos mais complexos de geradores síncronos no FPO-RETA sem comprometer a dimensionalidade do problema.

No próximo capítulo, os algoritmos do classificador de contingências, bem como o FPO-RETA em duas escalas de tempo são testados. Para tanto é utilizada uma rede de distribuição real, a qual permite além da verificação da funcionalidade dos algoritmos propostos a realização de análises adicionais a fim de destacar características importantes da abordagem utilizada na presente trabalho.

CAPÍTULO 6

SISTEMA TESTE E RESULTADOS

Este capítulo apresenta os resultados de simulações computacionais utilizando a metodologia proposta no presente trabalho. Tais simulações visam demonstrar o correto funcionamento do algoritmo proposto, evidenciando também suas vantagens e limitações. Para tanto foi selecionado um sistema de distribuição real como sistema teste para avaliação da estabilidade transitória frente a uma grande perturbação. Inicialmente foi utilizado o algoritmo de classificação de contingências para embasar uma análise paramétrica, através da qual é possível além de visualizar as contingências mais críticas do sistema, verificar como estas se comportam frente a variações de determinados parâmetros da simulação. Uma realizada esta análise, foram definidos então os casos de interesse para execução do algoritmo do FPO-RETA em duas escalas de tempo. O sistema teste, os parâmetros das simulações, resultados obtidos bem como as análises pertinentes são apresentados na sequência do presente capítulo.

6.1 Descrição do sistema teste

A rede de distribuição considerada como sistema teste no presente trabalho, com seus respectivos geradores síncronos conectados, é apresentada na Figura 6.1. Esta é uma rede de distribuição real localizada no estado de São Paulo e constituída por 3 alimentadores (totalizando 51 km de condutores), 32 barras, 5 transformadores e 24 linhas. Esta rede de distribuição é conectada ao sistema de transmissão (138 kV) através de um transformador de três enrolamentos 138/11,5/13,8 kV conexão $Y/\Delta/Y$. Com exceção da barra 603 (a qual tem a tensão reduzida para 2,4 kV), todas as barras apresentam tensão igual a 13,8 kV. O sistema de geração e transmissão é representado de forma simplificada nesta rede de

6.2 Classificação de contingências e análise paramétrica

Uma vez descritos os principais parâmetros e características do sistema de distribuição objeto de estudo do presente trabalho, resta apenas a definição da contingência que será utilizada como perturbação no algoritmo proposto para solução do FPO-RETA em duas escalas de tempo. Para a definição desta contingência faz-se uso do algoritmo de classificação de contingências.

Para tanto, as contingências foram definidas como sendo faltas trifásicas temporárias aplicadas em todos os barramentos do sistema, com exceção dos barramentos 291, 292, 702 e 604. Para cada falta aplicada foi utilizado o algoritmo do fluxograma apresentado na Figura 5.2 para classificar a respectiva contingência como sendo de baixo risco, risco médio e risco elevado, lembrando que para as contingências de risco médio ainda é calculado o valor da Margem de Estabilidade do sistema. As contingências que causam ilhamento temporário do gerador são avaliadas separadamente.

Os parâmetros utilizados para modelagem dos geradores consistem no valores nominais apresentados na Tabela 6.1. As grandezas do sistema no período pré-falta foram calculadas através de um algoritmo de fluxo de potência usual considerando como barramento de referência angular (barra θV) a barra 291. A falta trifásica é aplicada no instante $t = 0,06s$, e o sistema possui um tempo de abertura de falta nominal (ta_{nom}) de $150ms$. A Figura 6.2 apresenta o resultado da classificação das contingências, considerando a aplicação da falta trifásica nos barramentos destacados ao longo do eixo horizontal.

Através da análise da Figura 6.2 verifica-se uma grande variabilidade dentre as contingências classificadas, sendo 11 contingências de risco elevado, 6 contingências de risco médio e 5 contingência de risco baixo. O restante são contingências que causam ilhamento em algum dos geradores avaliados e portanto são separadas da análise. Ressaltando que a classificação das contingências é realizada para o caso multi-máquinas, e com base nos resultados apresentados não é possível determinar qual dos geradores é preponderante para classificação de cada contingência. A Tabela 6.2 apresenta as contingências com

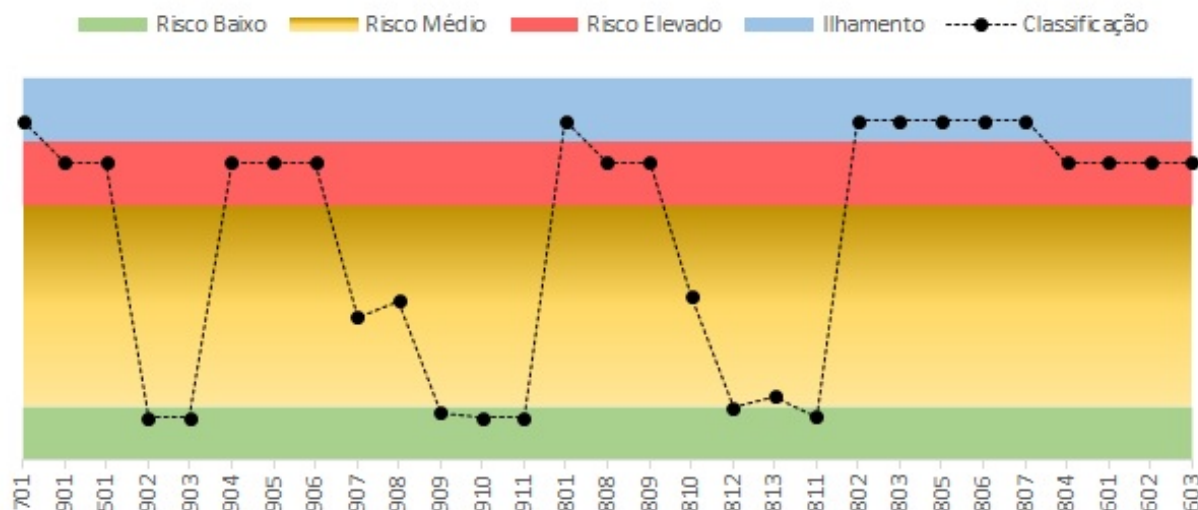


Figura 6.2: Classificação das contingências - sistema original.

sua respectiva classificação da mais crítica para as menos críticas. Adicionalmente, para as contingências classificadas como de risco médio, o valor da ME calculado também é apresentado.

Analisando a criticidade das contingências em função de seu posicionamento ao longo dos alimentadores é possível verificar que as contingências de risco elevado tendem a concentrar-se no início dos circuitos (barras 901 e 808). A medida que as contingências avançam no alimentador as mesmas tendem a reduzir sua criticidade. A exceção desta tendência são as últimas contingências apresentadas na Figura 6.2, as quais localizam-se no fim de um circuito e mesmo assim representam contingências de risco elevado para o sistema. Esse comportamento é explicado por haver uma carga considerável ($5,0MW$) conectada a barra 602, causando assim uma grande perturbação ao sistema no caso das contingências que retiram momentaneamente de operação esta carga.

Considerando a grande variabilidade dos resultados obtidos, bem como os diferentes parâmetros que podem afetar a classificação das faltas (tempo de abertura da falta, carregamento do sistema, potência dos geradores), na sequência desta seção são apresentados os resultados de uma análise paramétrica da classificação de contingências. Em outras palavras, a fim de facilitar a compreensão dos fatores que influenciam predominantemente na classificação das contingências foram determinados diferentes casos de análise, variando

Tabela 6.2: Contingências classificadas da mais crítica para a menos crítica.

| Barra Falta | Classificação da Contingência | ME |
|-------------|-------------------------------|-----------|
| 701 | Ilhamento | -- |
| 801 | Ilhamento | -- |
| 802 | Ilhamento | -- |
| 803 | Ilhamento | -- |
| 805 | Ilhamento | -- |
| 806 | Ilhamento | -- |
| 807 | Ilhamento | -- |
| 901 | Risco Elevado | -- |
| 501 | Risco Elevado | -- |
| 904 | Risco Elevado | -- |
| 905 | Risco Elevado | -- |
| 906 | Risco Elevado | -- |
| 808 | Risco Elevado | -- |
| 809 | Risco Elevado | -- |
| 804 | Risco Elevado | -- |
| 601 | Risco Elevado | -- |
| 602 | Risco Elevado | -- |
| 603 | Risco Elevado | -- |
| 810 | Risco Médio | ME = 0,43 |
| 908 | Risco Médio | ME = 0,45 |
| 907 | Risco Médio | ME = 0,53 |
| 813 | Risco Médio | ME = 0,91 |
| 812 | Risco Médio | ME = 0,96 |
| 909 | Risco Médio | ME = 0,98 |
| 811 | Baixo Risco | -- |
| 903 | Baixo Risco | -- |
| 902 | Baixo Risco | -- |
| 910 | Baixo Risco | -- |
| 911 | Baixo Risco | -- |

desde parâmetros do sistema a parâmetros dos modelos dos geradores.

Dentro deste contexto os parâmetros da simulação considerados na análise paramétrica supracitada são: tempo de eliminação da falta, carregamento do sistema e por fim a constante de inércia dos geradores. Desta forma foram definidos os estudos de caso apresentados na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Estudos de caso da análise paramétrica.

| Casos | Parâmetros | Valor Min | Passo | Valor Máx |
|--------|--------------------------------------|-----------|-------|-----------|
| Caso 1 | Tempo nominal de eliminação da falta | 100ms | 10ms | 220ms |
| Caso 2 | Carregamento do sistema | 90% | 10% | 200% |
| Caso 3 | Constante de inércia | 0,5 | 0,5 | 6,0 |

6.2.1 Caso 1 - Variação do tempo de eliminação da falta

O primeiro parâmetro a ser avaliado consiste no tempo de eliminação da falta, tal parâmetros pode estar correlacionado a atuação do sistema de proteção, ou a extinção da falta por outros motivos em casos de faltas temporárias. Para o presente trabalho estão sendo consideradas somente faltas temporárias, desta forma não serão considerados valores muito superiores a 200ms, visto que nesta escala de tempo o sistema de proteção deve começar a atuar (ABREU, 2005). A Figura 6.3 apresenta a classificação das contingências em 29 barras do sistema em função do tempo de eliminação da falta.

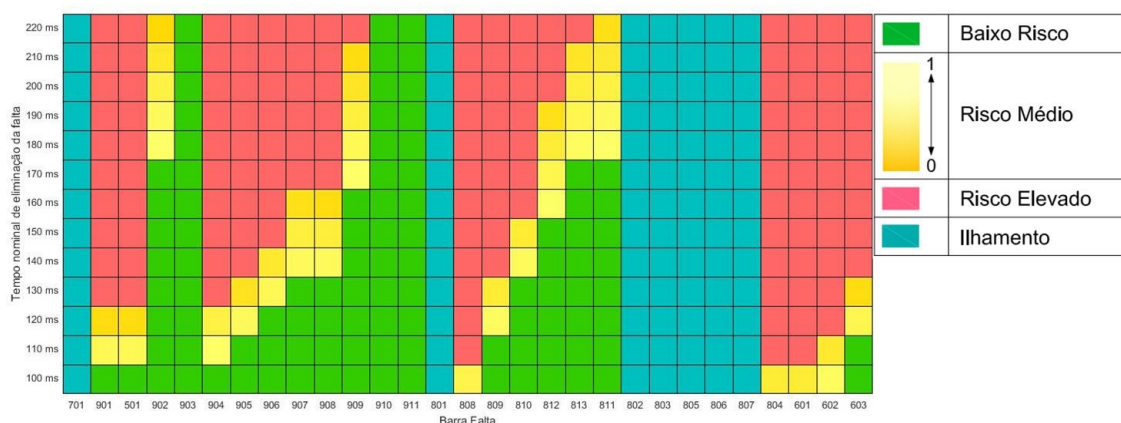


Figura 6.3: Classificação de contingências em função do tempo de eliminação de falta.

Através dos resultados apresentados verifica-se que o tempo de eliminação de falta consiste em um parâmetro consideravelmente relevante na resposta transitória do sistema, e portanto, na classificação das contingências. Verifica-se que somente 3 contingências não tiveram sua classificação piorada com o aumento do tempo de eliminação da falta, são elas as contingências nas barras 903, 910 e 911. Verifica-se também que, para todas as outras contingências, a classificação piorou com o aumento do tempo de eliminação da falta, sendo que diversas contingências foram de um baixo risco com tempo de eliminação

de falta de $100ms$, para uma contingência de alto risco. Por exemplo as faltas nas barras: 901 e 501, as quais foram classificadas como de alto risco já com tempo de eliminação de falta de $130ms$ demonstrando uma grande sensibilidade destas barras ao parâmetro avaliado.

6.2.2 Caso 2 - Variação do carregamento do sistema

Para o estudo de caso 2 é avaliado o impacto na classificação das contingências com o carregamento do sistema. Este é um parâmetro consideravelmente variável em redes de distribuição ao longo de um dia. Desta forma o carregamento do sistema é avaliado desde um carregamento baixo (90%) até um valor de 200% do carregamento nominal. Considerando que o carregamento nominal representa cerca de 67% da potência nominal dos geradores distribuídos, no caso de carregamento de 200%, cerca de 30% da carga é alimentada pela rede. Ressalta-se a variação do carregamento do sistema é realizada simultaneamente nos valores de potência ativa e reativa das cargas da rede de distribuição. A Figura 6.4 apresenta a classificação das contingências em 29 barras do sistema em função do carregamento do sistema.

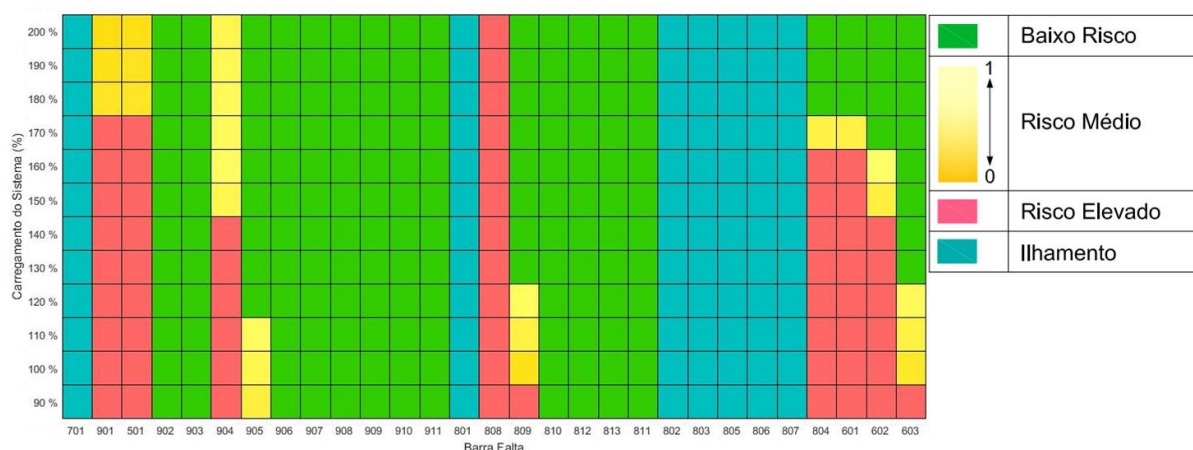


Figura 6.4: Classificação de contingências em função do carregamento do sistema.

De acordo com os resultados apresentados na Figura 6.4 verifica-se que o carregamento do sistema, para esta rede avaliada, não representa um parâmetro tão relevante quanto o tempo de eliminação da falta para a classificação das contingências. Variando o

carregamento do sistema de 90% a 200% poucas contingências tiveram sua classificação significativamente alteradas. É possível destacar também que para estes casos, a classificação das respectivas contingências é mais crítica quanto menor o carregamento. Ressalta-se que a pouca influência do carregamento do sistema na resposta transitória do sistema refere-se ao caso específico avaliado no presente trabalho. Outras redes e outras configurações de rede devem ser avaliadas independentemente.

6.2.3 Caso 3 - Variação da constante de inércia dos geradores

O estudo de caso 3 objetiva avaliar o impacto da constante de inércia (H) dos geradores síncronos distribuídos em sua resposta transitória angular frente as diferentes contingências avaliadas. A constante de inércia dos geradores consiste em um parâmetro construtivo destas máquinas de forma que o mesmo não deve variar ao longo da operação do sistema. Geradores distribuídos em redes de distribuição tendem a apresentar valores pequenos de constante de inércia. Para o estudo de caso 3 foram executadas 2 simulações, a primeira variando o valor de $H1$ (Constante de inércia de GD1) e mantendo o valor de $H2$ (constante de inércia de GD2) constante, e a 2 simulação avaliando a variação de $H2$ considerando $H1$ constante. As Figuras 6.5 e 6.6 apresentam os resultados das simulações supracitadas.

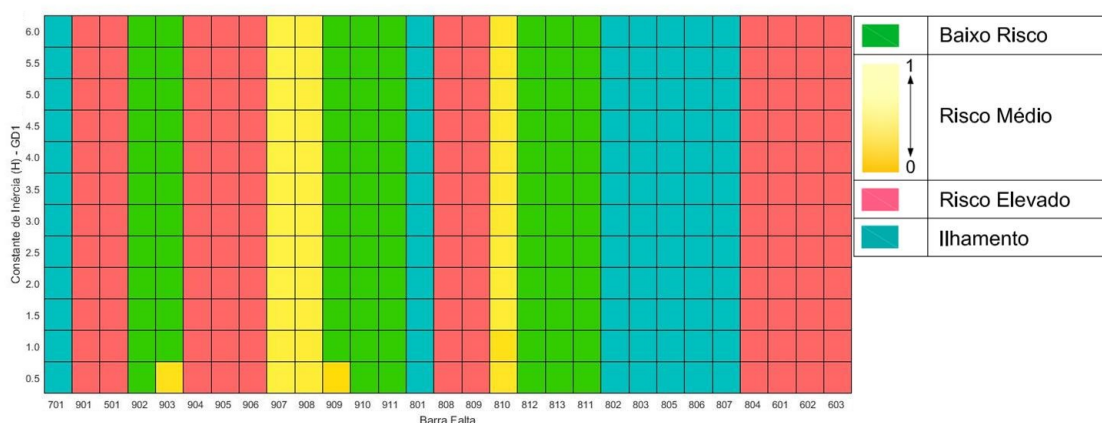


Figura 6.5: Classificação de contingências em função de $H1$.

Através da análise dos resultados apresentados nas Figuras 6.5 e 6.6 é possível destacar duas características interessantes. Primeiramente verifica-se que para considerável maioria

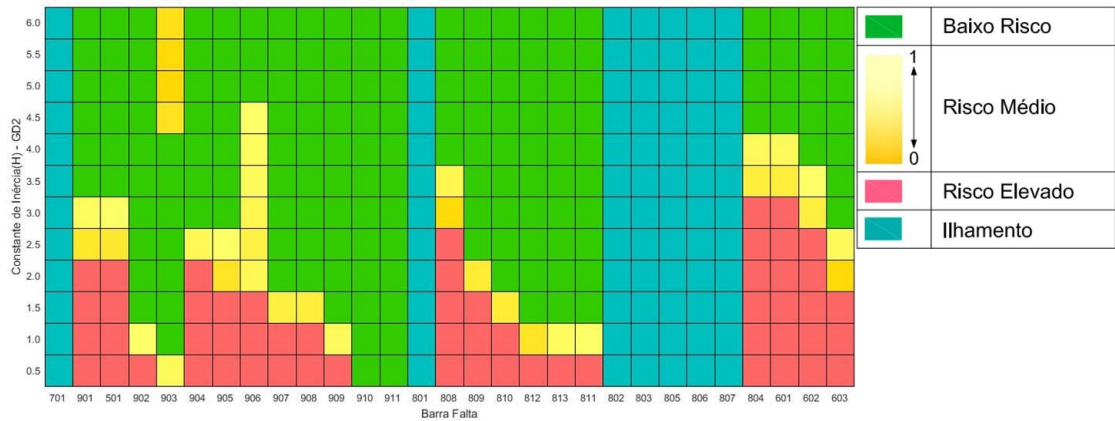


Figura 6.6: Classificação de contingências em função de H2.

dos casos o risco das contingências é maior quanto menor for a constante de inércia dos geradores. Este comportamento é verificado tanto para variação de H1 quanto de H2 e é um comportamento esperado, visto que quanto menor a constante de inércia da máquina, menor é a energia armazenada na massa girante do gerador, e desta forma, menor é a capacidade do gerador de se opor a uma perturbação (ABREU, 2005).

Um segundo ponto é ser destacado consiste na comparação do impacto causado pela variação de H1 e de H2. Verifica-se que em apenas dois casos a variação da constante de inércia do gerador 1 causou um impacto significativo na classificação das contingências. Em contrapartida, verifica-se um impacto relevante na classificação de quase todas contingências ao se variar a constante de inércia do gerador 2. Isto indica uma maior sensibilidade do GD2 a aplicação das contingências, de forma que ele se torna preponderante na classificação das faltas, visto que para classificação sistêmica é considerado o pior caso (menor valor da margem de estabilidade). Este comportamento era esperado e justifica-se pelo fato do GD2 estar conectado em um barramento distante da barra infinita, e o GD1 conectado a um barramento eletricamente próximo ao barramento infinito.

6.3 Simulação do FPO-RETA em 2 escalas de tempo

A partir da análise paramétrica realizada é possível definir casos de interesse a serem avaliados através do FPO-RETA em 2 escalas de tempo. A fim de demonstrar os resultados da otimização para casos de contingências distintas inicialmente foi selecionada a aplicação da falta na barra 501. Esta se apresenta como uma barra crítica para a grande maioria dos casos avaliados, demonstrando grande sensibilidade com o tempo de eliminação da falta (Figura 6.3) e com a constante de inércia de GD2 (Figura 6.6). H_2 é um parâmetro constante intrínseco ao gerador modelado, e o tempo de eliminação de falta a ser utilizado é de $140ms$, visto que segundo a Figura 6.3 a contingência na barra 501 passa ser classificada como alto risco a partir de $130ms$.

Sendo assim, para a primeira avaliação da estabilidade transitória, através do algoritmo do FPO-RETA em 2 escalas de tempo, uma falta trifásica fase-terra no barramento 501 com uma duração de $140ms$ foi adotada. O passo de tempo adotado nas simulações é igual a $10ms$ e os limites máximos e mínimos do ângulo do rotor δ_{max} e δ_{min} são respectivamente iguais a 110° e -110° . Considerando os limites físicos dos geradores síncronos considerados, a capacidade máxima de potência de cada GD foi considerado igual a $15,0MVA$ e $15,0MVA$ para GD1 e GD2 respectivamente. Os demais parâmetros dos geradores foram especificados de acordo com o apresentado na 6.1. De acordo com o apresentado no Capítulo 5 a análise da estabilidade dos subsistemas rápido e lento é realizada de forma separada, desta forma, cada uma destas avaliações é apresentada na sequência do presente trabalho.

6.3.1 Avaliação do subsistema rápido

A avaliação do subsistema rápido é realizada juntamente com o algoritmo do FPO-RETA, visto que este algoritmo, além de otimizar valores de regime permanente, também considera os limites de estabilidade transitória angular a partir do modelo do subsistema rápido. Sendo assim, o valor do despacho ótimo das potências ativa e reativa de ambas as

Tabela 6.4: Potências ativa e reativas ótimas resultantes do algoritmo do FPO-RETA.

| Geração | $P_g[MW]$ | $Q_g[MVar]$ |
|-----------------|-----------|-------------|
| GD1 (Barra 701) | 13,324 | 4,577 |
| GD2 (Barra 807) | 7,940 | 0,009 |

GDs, considerando os pesos ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_g} da função objetivo iguais a 1, 20 e 1, são apresentados na Tabela 6.4. Observa-se que o processo de minimização da potência reativa foi satisfatória somente para o GD2. Este fato pode ser explicado pelos pesos utilizados na função objetivo, visto que o maior peso utilizado refere-se a maximização da potência ativa (c_2).

As trajetórias dos ângulos do rotor de ambos os geradores são avaliadas no Passo 9 do algoritmo proposto (Figura 5.3) e apresentadas na Figura 6.7. Lembrando que a verificação da estabilidade transitória do subsistema lento dentro do algoritmo do FPO-RETA é realizada através da verificação da primeira oscilação. Sendo assim, é possível verificar que a condição do primeiro pico de oscilação, bem como os limites angulares superiores e inferiores são atendidos. Destaca-se o valor do ângulo máximo atingido pelo GD1 ($\delta_{max}GD1 = 92,27^\circ$) valor próximo ao limite angular adotado para a simulação, isto significa que a potência ativa do gerador 1 foi levada próxima ao limite da restrição angular, demonstrando a efetividade do algoritmo implementado.

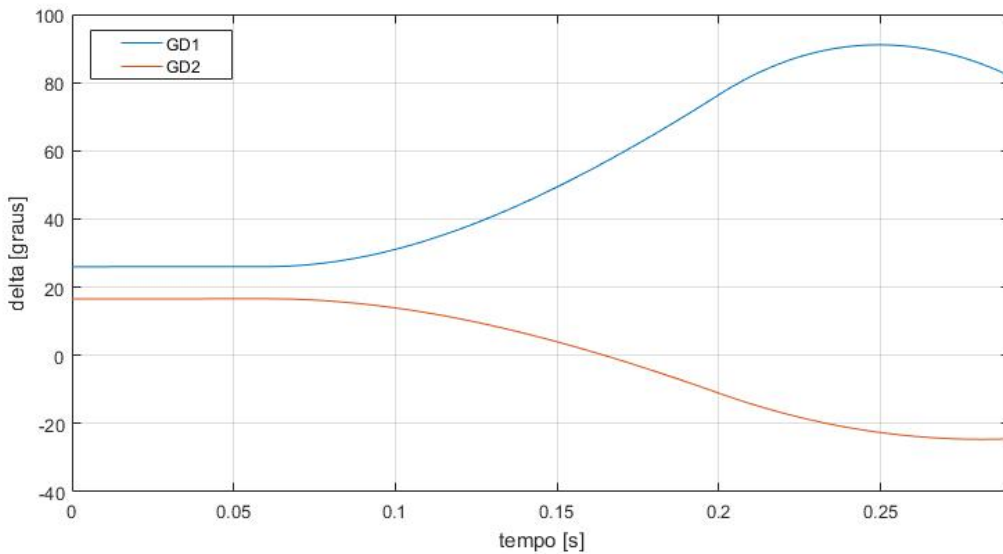


Figura 6.7: Trajetória dos ângulos dos rotores de ambos os geradores até o primeiro pico.

A condição do primeiro pico de oscilação foi atingida após a resolução do problema do FPO-RETA por 8 vezes, ou seja, depois da execução do loop entre os Passos 5 e 3 do algoritmo proposto. O primeiro problema do FPO-RETA foi formulado considerando 3 passos de tempo no período pós-falta (de acordo com o Passo 2 do algoritmo proposto), enquanto a ultima formulação do FPO-RETA solucionada possuía 10 passos de tempo no pós falta. A Figura 6.8 apresenta o número de iterações do algoritmo do FPO-RETA para cada uma das 8 execuções do código. A considerável diferença entre o número de iterações do primeiro FPO-RETA quando comparado com os seguintes, deve-se a atualização das variáveis de otimização do algoritmo realizada no Passo 8 do algoritmo proposto.

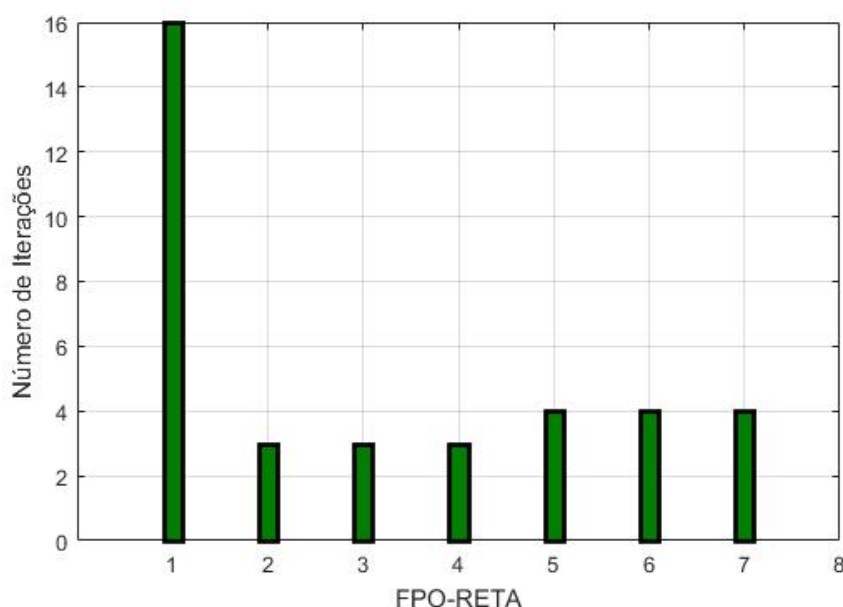


Figura 6.8: Número de iterações de cada FPO-RETA executado.

No Passo 11 a sequência da trajetória dos ângulos do rotor de ambos os geradores é verificada a fim de verificar se o subsistema rápido é assintoticamente estável. Tais trajetórias para ambos os geradores são apresentadas na Figura 6.9. Verifica-se que um ponto de equilíbrio no período pós falta é atingido, o que representa que o subsistema rápido pode ser considerado assintoticamente estável. Desta forma, a próxima etapa consiste em avaliar a estabilidade do subsistema lento.

A fim de demonstrar as diferentes respostas do algoritmo proposto para solução do FPO-RETA, bem como do impacto dos pesos da função objetivo nestes resultados, a

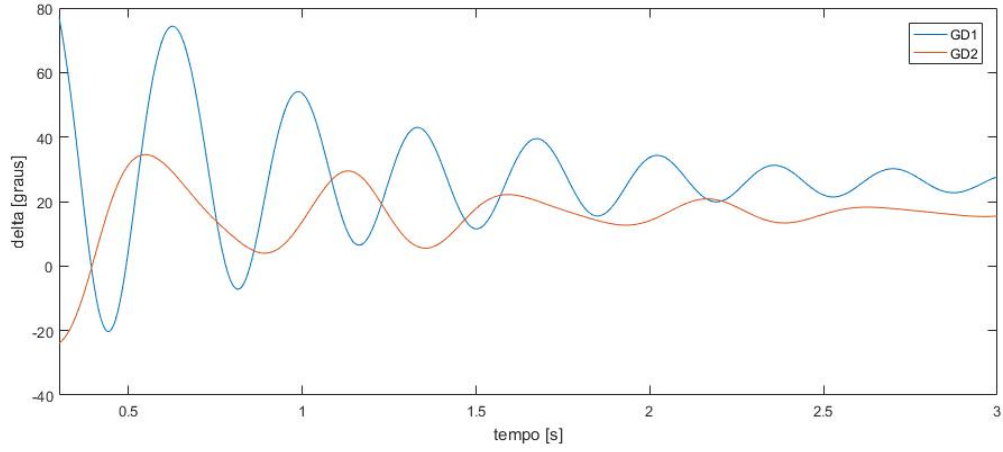


Figura 6.9: Trajetória dos ângulos do rotor dos geradores- período pós falta.

Tabela 6.5: Resultados ótimos do algoritmo do FPO-RETA para diferentes valores de pesos da função objetivo.

| Casos | Pesos (ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_g}) | $P_g[MW]$ | | $Q_g[MVAr]$ | | n° FPOs | Tempo Comput. |
|-------|---|-----------|--------|-------------|--------|-------------------|------------------|
| | | GD_1 | GD_2 | GD_1 | GD_2 | | |
| 1 | 1, 20, 1 | 13.32 | 7.94 | 4.58 | 0.01 | 7 | 6min 36s |
| 2 | 5, 15, 10 | 12.66 | 6.92 | 0.04 | 2.48 | 7 | 7min 10s |
| 3 | 1, 1, 1 | 10.91 | 6.73 | 0.46 | 2.40 | 5 | 4min 42s |
| 4 | 10, 10, 1 | 13.27 | 7.88 | 4.40 | 0.10 | 7 | 6min 33s |
| 5 | 20, 10, 1 | 13.12 | 7.49 | 2.67 | 0.97 | 7 | 6min 40s |

Tabela 6.5 apresenta os resultados do algoritmo FPO-RETA para 5 casos de diferentes pesos (ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_g}) da função objetivo. Verifica-se que com a variação dos valores de (ω_p , ω_{maxP_G} e ω_{minQ_g}) obtêm-se diferentes resultados no tocante dos valores de potência ativa e reativa dos geradores, bem como de simulação computacional.

6.3.2 Avaliação do subsistema lento

A verificação da estabilidade do subsistema lento (Passo 13 do algoritmo proposto) consiste na resolução das equações algébrico diferenciais que compõem a formulação do subsistema lento, este equacionamento é apresentado na seção 3.3. Neste ponto vale ressaltar que a análise do subsistema lento não envolve mais nenhuma tipo de otimização, visto que a princípio já se obteve o resultado ótimo do algoritmo do FPO-RETA para o subsistema rápido. Sendo assim, a análise realizada consiste em avaliar se a resposta ótima encontrada pelo algoritmo do FPO-RETA considerando as restrições da

estabilidade transitória do subsistema rápido, consiste em uma resposta estável também para o subsistema lento.

Para resolução do sistema algébrico diferencial que representa o subsistema lento, faz-se necessário primeiramente a definição das condições iniciais do problema. De acordo com o apresentado na seção 3.4, os valores iniciais das variáveis do subsistema rápido (δ e ω) são utilizados os valores de equilíbrio encontrados através da simulação do subsistema rápido. Já para os valores iniciais da variável do subsistema lento (E'_q) deve-se utilizar os valores de equilíbrio do período pré-falta, visto que E'_q é considerado constante ao longo da avaliação do subsistema rápido.

Desta forma, faz-se possível a determinação da trajetória do E'_q ao longo do tempo através da resolução das equações algébrico diferenciais do subsistema lento. Esta trajetória é apresentada na Figura 6.10. Através do resultado apresentado na Figura 6.10 é possível

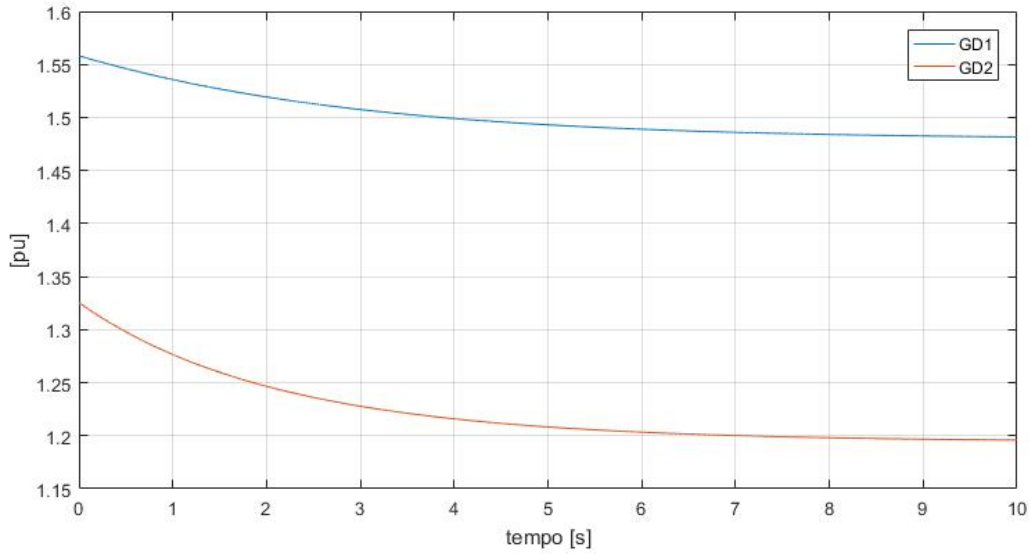


Figura 6.10: Trajetória da variável lenta E'_q .

verificar que a trajetória das variáveis lentas de ambos os geradores (E'_{qGD1} e E'_{qGD2}) apresentam comportamento estável encontrando um ponto de equilíbrio. Desta forma é possível concluir que o subsistema lento, para a resposta ótima pela solução do FPO-RETA, apresenta comportamento assintoticamente estável. Esta verificação é realizada no Passo 14 do algoritmo proposto no presente trabalho. Ressalta-se que, no caso do subsistema

lento apresentar resposta instável nesta etapa de avaliação, os limites angulares de ambos os geradores é reduzido e o subsistema rápido deve ser avaliado novamente, o que implica em uma nova execução do algoritmo do FPO-RETA.

Sendo assim, nesta etapa do algoritmo proposto, além da otimização da execução do FPO-RETA, já foi verificada a estabilidade transitória angular dos subsistemas rápido e lento. Uma vez verificado que ambos os subsistemas apresentaram comportamento assintoticamente estável para a resposta ótima do algoritmo de otimização, é possível concluir que o sistema em escalas de tempo (considerando modelos de geradores de 1 eixo) também é considerado assintoticamente estável.

6.3.3 Comparação do primeiro pico do ângulo do rotor

A presente seção apresenta um comparativo entre o primeiro pico de oscilação do ângulo do rotor dos geradores avaliados considerando duas modelagens distintas. A primeira trajetória é simulada a partir do modelagem do subsistema rápido (Equação Swing), e a segunda trajetória simulada a partir do modelo de 1 eixo completo. Esta comparação visa demonstrar a razoabilidade do algoritmo proposto, visto que nele a verificação do primeiro pico de oscilação dos geradores é realizada considerando somente a variação de δ e ω de acordo com a formulação proposta para o subsistema rápido. Para tanto, foram simuladas as respostas dos dois modelos de geradores (modelo do subsistema rápido e modelo de 1 eixo) para GD1 e GD2, considerando as condições ótimas de saída encontradas pelo algoritmo do FPO-RETA, apresentadas na Tabela 6.4. As Figuras 6.11 e 6.12 apresentam a comparação supracitada para GD1 e GD2 respectivamente.

Verifica-se que, muito embora a trajetória de δ_{GD_1} e δ_{GD_2} para os diferentes modelos diverjam consideravelmente ao longo do tempo, até o primeiro pico as mesmas apresentam resultados muito similares. Para δ_{GD_1} a diferença no valor do primeiro pico entre a avaliação do subsistema rápido e o modelo de 1 eixo foi de aproximadamente 4%, já para δ_{GD_2} esta diferença foi de aproximadamente 10%.

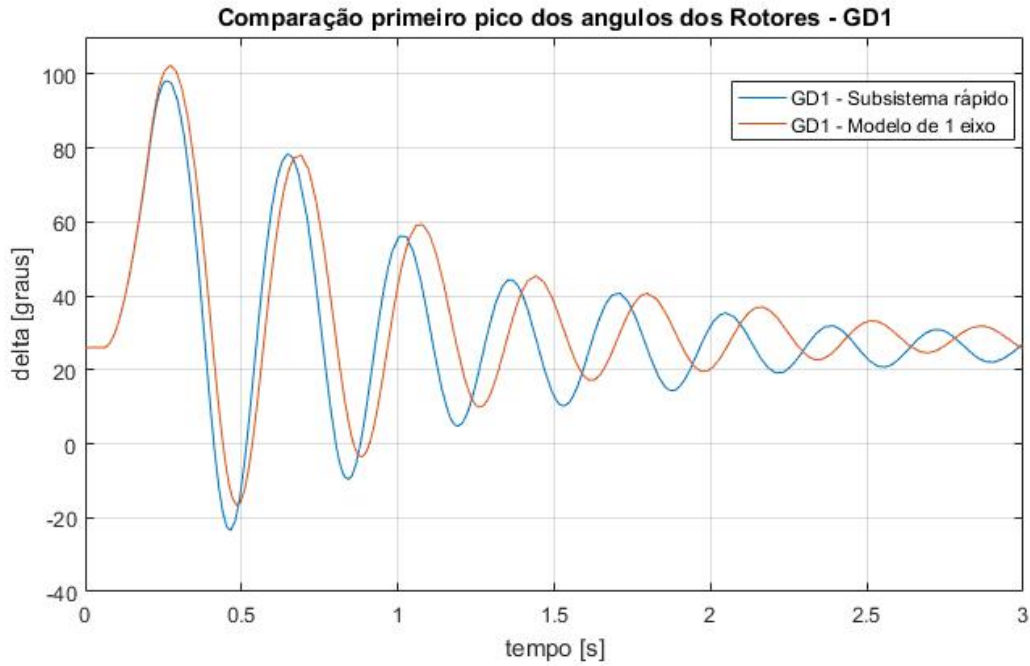


Figura 6.11: Comparativo do primeiro pico de oscilação de δ_{GD_1} entre o modelo do subsistema rápido e o modelo de 1 eixo.

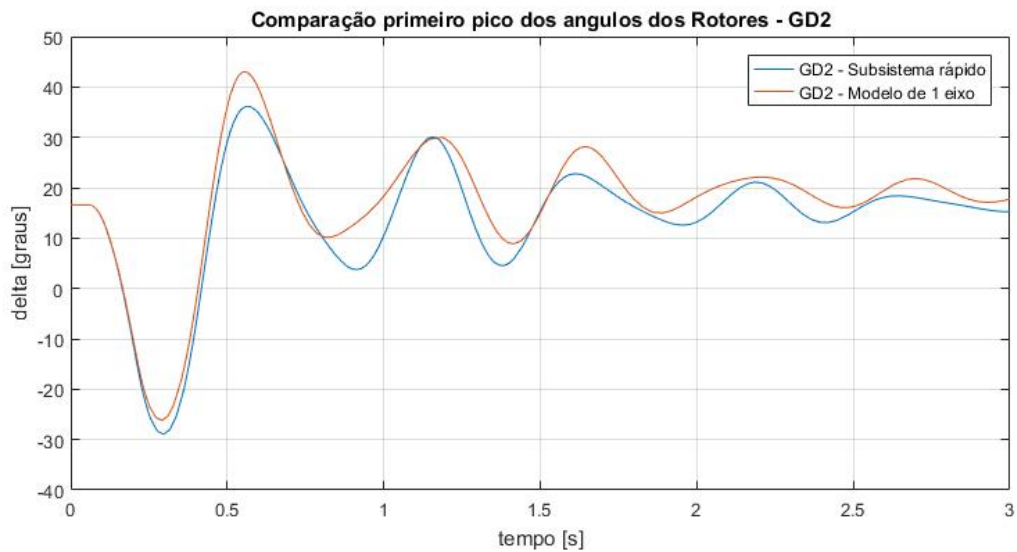


Figura 6.12: Comparativo do primeiro pico de oscilação de δ_{GD_2} entre o modelo do subsistema rápido e o modelo de 1 eixo.

6.3.4 Classificação das contingências a partir do resultado ótimo

A definição da contingência aplicada na avaliação do FPO-RETA em duas escalas de tempo foi determinada tendo como base os resultados do algoritmo classificador de contingências, bem como das análises paramétricas realizadas. A presente seção pretende

realizar a análise contrária, ou seja, a partir do resultado ótimo do FPO-RETA em duas escalas de tempo, Tabela 6.4, realizar a classificação das contingências. A Figura 6.13 apresenta o resultado do classificador de contingência considerando as condições ótimas do sistema determinadas pelo algoritmo do FPO-RETA em duas escalas de tempo.

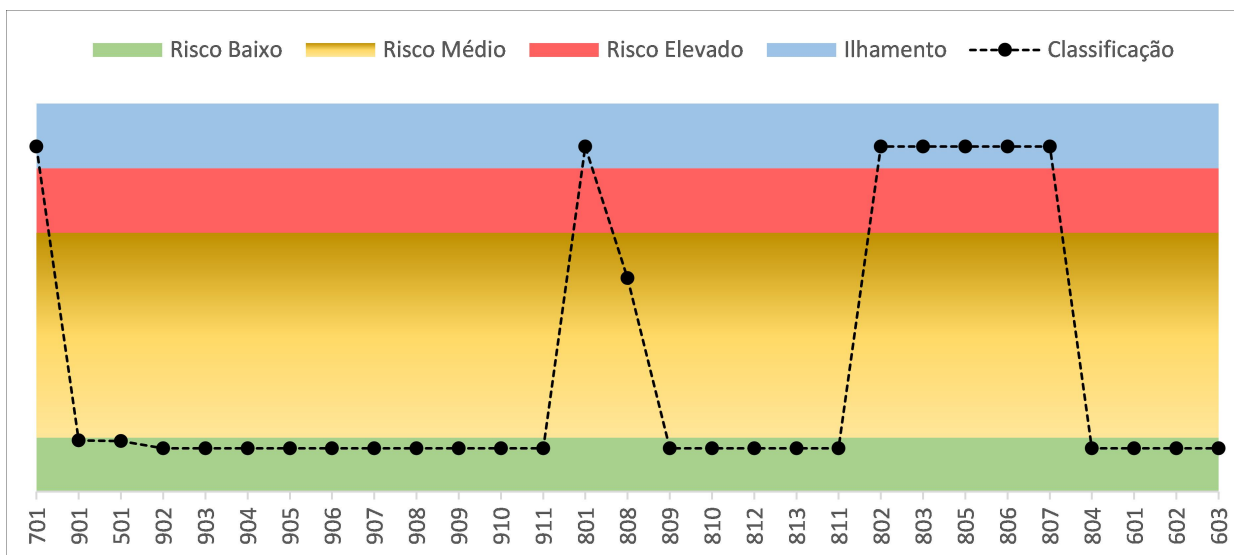


Figura 6.13: Classificação das contingências considerando o resultado ótimo do algoritmo do FPO-RETA.

Verifica-se através da análise da Figura 6.13 que a condição operativa ótima determinada pela resolução do algoritmo do FPO-RETA proposta, para aplicação de uma falta no barramento 501, também se apresentou satisfatória para diversas outras contingências. Verifica-se que a grande maioria das contingências foram classificadas como sendo de baixo risco, e somente a contingência do barramento 808 apresentou risco médio.

A redução da criticidade das contingências observada nos resultados supracitados vêm de encontro com os objetivos pretendidos no presente trabalho. Ao selecionar uma das contingências mais críticas através do classificador de contingências, e realizar a resolução do problema do FPO-RETA considerando esta contingência, busca-se avaliar a segurança dinâmica do sistema através da avaliação do pior caso. Uma vez otimizados os parâmetros do sistema considerando as restrições de estabilidade transitória angular para os casos mais críticos, os resultados obtidos demonstraram-se robustos para diversas outras contingências. Desta forma, verifica-se além da coerência do classificador de contingências, a possibilidade de uma análise da segurança dinâmica do sistema através da metodologia proposta.

Tabela 6.6: Comparação do número de variáveis e restrições com a aplicação de técnicas para redução da dimensionalidade

| FPO-RETA | Somente Subsistema rápido | | Sistema completo | |
|---------------------------|---------------------------|--------------|------------------|--------------|
| | N Variáveis | N Restrições | N Variáveis | N Restrições |
| FPO-RETA 1 | 584 | 290 | 872 | 434 |
| FPO-RETA 2 | 596 | 296 | 896 | 446 |
| FPO-RETA 3 | 608 | 302 | 920 | 458 |
| FPO-RETA 4 | 620 | 308 | 944 | 470 |
| FPO-RETA 5 | 632 | 314 | 968 | 482 |
| FPO-RETA 6 | 644 | 320 | 992 | 494 |
| FPO-RETA 7 | 656 | 326 | 1016 | 506 |
| FPO-RETA Original - 1.5 S | 2096 | 1046 | 3896 | 1946 |

6.3.5 Avaliação da redução de dimensionalidade

Outro ponto importante abordado no presente trabalho consiste na questão da grande dimensionalidade de um problema de FPO-RETA, ainda mais considerando modelos de geradores de 3° ordem. Para tanto, foram utilizadas a análise da estabilidade a partir da primeira oscilação e a análise da estabilidade em duas escalas de tempo. Também foi discutido a questão da classificação de contingências, no entanto este algoritmo, muito embora auxilie em uma melhor análise da estabilidade transitória de uma rede, não reduz efetivamente a dimensionalidade do problema, e portanto não será objeto da presente análise.

A presente análise visa estimar, em termos de número de variáveis e restrições do problema do FPO-RETA, o impacto da utilização dos artifícios para redução da dimensionalidade supracitados. Para tanto, a Tabela 6.6 apresenta o número de variáveis e restrições do problema do FPO-RETA executado na seção 5.3.1, em comparação com o número de variáveis e restrições do problema do FPO-RETA sem a utilização da verificação da estabilidade através da primeira oscilação e da aplicação da divisão em escalas de tempo. Ressalta-se que são apresentados os números de variáveis e restrições para cada um dos 7 FPO-RETAS executados no presente trabalho.

Verifica-se nos resultados da Tabela 6.6 que caso o FPO-RETA fosse implementado

sem considerar os artifícios para redução da dimensionalidade, o problema modelado teria 3896 variáveis e 1946 restrições. Com a implementação da divisão em escalas de tempo, a qual permite considerar no problema do FPO-RETA somente as equações referentes ao subsistema rápido este número de variáveis é reduzido para 2096 com 1046 restrições, uma redução de aproximadamente 47%, demonstrando assim a efetividade da solução proposta. A outra comparação possível a partir da Tabela 6.6 consiste na utilização da verificação da estabilidade na primeira oscilação. Esta técnica, apesar da necessidade de execução do algoritmo do FPO-RETA diversas vezes, no presente trabalho 7, apresenta uma redução média de 68% tanto para o número de variáveis quanto para o número de restrições. A efetividade da redução do tempo computacional através deste artifício pode ser verificada em (FUCHS, 2015), visto que no presente trabalho a formulação do FPO-RETA original com 1,5s não foi implementado. A combinação dos dois artifícios supracitados, que foram implementadas juntos no presente trabalho, representam uma redução de aproximadamente 85% nos números de variáveis e restrições, corroborando assim com os objetivos do presente trabalho.

A fim de evidenciar os benefícios da redução da dimensionalidade conseguida a partir da aplicação da metodologia proposta no presente trabalho, o número de variáveis e restrições do problema do FPO-RETA foi extrapolado em função do aumento do número de geradores do problema. A Figura 6.14 apresenta em azul o crescimento do número de variáveis considerando somente a resolução do subsistema rápido (traço contínuo) em comparação com a resolução do modelo completo (tracejado), e em vermelho a comparação do número de restrições. Verifica-se que o crescimento das variáveis e restrições apresenta um comportamento linear, sendo que para um número elevado de geradores os ganhos da aplicação da divisão em escalas de tempo são mais relevantes.

6.4 Considerações finais

O presente capítulo apresenta os resultados da aplicação dos algoritmos propostos neste trabalho em um sistema real de 32 barras. Os resultados obtidos permitem a verificação

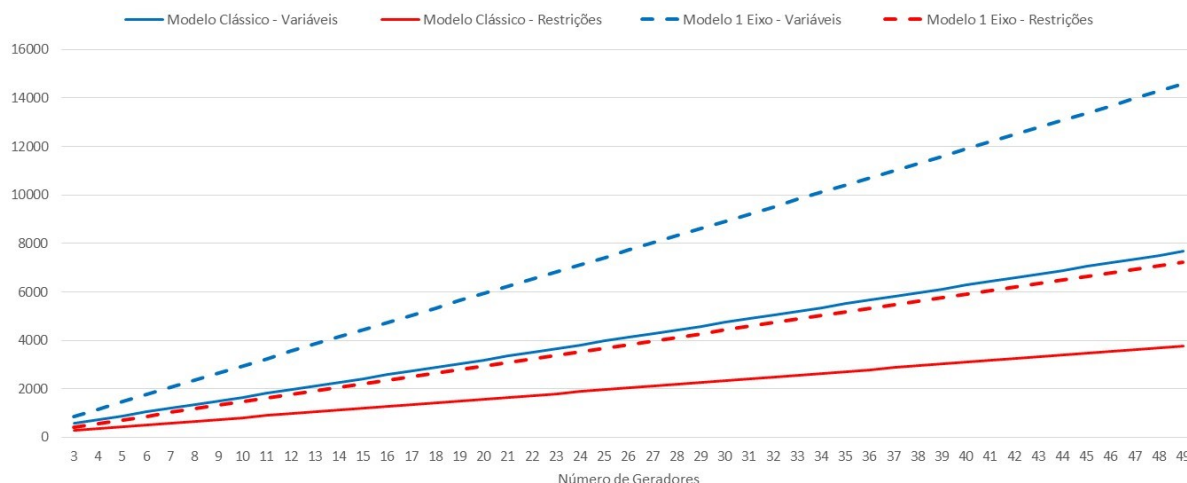


Figura 6.14: Tendência do número de variáveis e restrições com o aumento do número de geradores no problema do FPO-RETA modelado.

da funcionalidade dos algoritmos propostos. Adicionalmente foram apresentadas algumas análises como a avaliação paramétrica do sistema, a comparação da trajetória do ângulo do rotor dos geradores para diferentes modelagens, os impactos dos pesos da função objetivo nos resultados do FPO-RETA. Tais análises visam demonstrar a razoabilidade dos algoritmos propostos, bem como características importantes dos mesmos. Os resultados obtidos, bem como a abrangência dos algoritmos propostos serão melhor discutidos no próximo capítulo.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho propôs-se a determinar a operação ótima de geradores síncronos conectados a uma rede de distribuição considerando restrições de estabilidade transitória angular, aplicando a análise da estabilidade em duas escalas de tempo. A resolução de problemas de FPO-RETA é apresentada em diversos trabalhos através de diferentes técnicas, sendo que a principal dificuldade destas resoluções consiste na dimensionalidade e consequente alto custo computacional inerente ao problema. Isto deve-se a característica altamente não linear da formulação do problema. A fim de contribuir no problema da dimensionalidade do algoritmo de FPO-RETA o presente trabalho propôs a utilização da análise da estabilidade em duas escalas de tempo. Esta análise também é apresentada em diversos trabalhos técnicos, porém não foram encontradas referências da aplicação desta técnica de análise para problemas de otimização com restrições transitórias.

Ainda no tocante da redução do problema da dimensionalidade de algoritmos de FPO-RETA, o presente trabalho também fez uso da análise da estabilidade transitória a partir do primeiro pico de oscilação. Esta aplicação sim, já apresentada em outros trabalhos, em algoritmos de FPO-RETA, e obtendo resultados promissores. Por fim, foi implementado também um algoritmo de classificação de contingências, este com objetivo de contribuir na análise e compreensão do sistema estudado, embasando a escolha da contingência a ser avaliada no algoritmo de otimização com restrições de estabilidade transitória.

A metodologia proposta no presente trabalho foi então testada em uma rede de distribuição real de 32 barras a fim de demonstrar a funcionalidade do algoritmo proposto. Os resultados apresentados estão de acordo com o esperado demonstrando a correta implementação da metodologia proposta. Adicionalmente diversas análises foram realizadas

destacando características importantes a respeito do funcionamento e possibilidades de utilização dos algoritmos implementados. Dentre estas análises, destacam-se:

- O algoritmo de classificação de contingências desenvolvido apresentou resultados relevantes, no contexto de subsidiar a escolha da contingência a ser avaliada no algoritmo de otimização. Adicionalmente, através das análises paramétricas realizadas foi possível destacar características importantes do sistema, visualizando como a criticidade das contingências varia a partir da variação de alguns parâmetros da simulação. Os resultados do classificador de contingências são apresentados de uma forma intuitiva, e permitem uma compreensão geral da resposta transitória dos geradores do sistema. Sua aplicação não é restrita a sistemas de distribuição e sua implementação engloba a análise multi-máquinas;
- A técnica de análise da estabilidade transitória em duas escalas de tempo utilizada junto ao algoritmo do FPO-RETA apresentou resultados promissores no contexto da redução da dimensionalidade do sistema. Além de ter a funcionalidade do algoritmo de otimização sido demonstrada, foi possível determinar a redução da dimensionalidade do problema através da utilização da análise em duas escalas de tempo. A redução da dimensionalidade foi mensurada a partir do número de variáveis e restrições da formulação do FPO-RETA. A aplicação da análise em escalas de tempo apresentou uma redução significativa na dimensionalidade do problema, atingindo assim um dos principais objetivos do presente trabalho;
- Junto a análise da estabilidade em duas escalas de tempo, foi utilizada a avaliação da estabilidade através do primeiro pico de oscilação para o subsistema rápido. Através dos resultados do presente trabalho foi possível verificar a razoabilidade desta aplicação através da observação da trajetória do ângulo do rotor dos diferentes modelos de geradores utilizados até o primeiro pico de oscilação. Verificou-se que, embora em uma escala de tempo maior os diferentes modelos apresentem trajetórias consideravelmente distintas, até o primeiro pico as trajetórias do ângulo do rotor dos geradores é muito semelhante. Desta forma, não houve prejuízos significativos

na utilização da análise da estabilidade a partir do pico da primeira oscilação para o modelo do subsistema rápido. Ressalta-se que este resultado refere-se ao sistema e as máquinas utilizadas no presente trabalho;

- Por fim, a aplicação da metodologia proposta no presente trabalho apresentou-se como uma ferramenta interessante para avaliação da segurança dinâmica do sistema. A aplicação do classificador de contingências para seleção das contingências mais críticas, e a subsequente resolução do problema do FPO-RETA considerando as contingências mais críticas apresentou resultados robustos no tocante da estabilidade transitória. Tal afirmação foi validada através da aplicação do classificador de contingências a partir dos resultados do algoritmo do FPO-RETA. Verificou-se então a redução da criticidade de todas as diferentes contingências avaliadas. Desta forma é destaca-se que os resultados obtidos através da metodologia proposta representam uma condição operativa robusta no tocante da segurança dinâmica do sistema.

Dentro do tocante de trabalhos futuros, seguem algumas sugestões de linhas de pesquisas complementares ao presente trabalho.

- Implementação da avaliação da operação ótima de geradores síncronos, considerando restrições de estabilidade transitória angular para o caso multi-contingências. O algoritmo proposto no presente trabalho avalia somente uma contingência. Adicionalmente a consideração de diferentes tipos de contingências é interesse, visto que foram utilizadas somente faltas trifásicas temporárias no presente trabalho;
- Consideração de modelos mais complexos de geradores e do sistema modelado. A utilização de modelos de ordem mais elevadas de geradores, bem como de redes mais complexas com diferentes equipamentos, traz consigo alguns desafios práticos. Além do já descrito problema da dimensionalidade dos algoritmos do FPO-RETA, a utilização de modelos mais complexos adiciona novas dinâmicas ao sistema, fazendo com que a divisão de escalas de tempo deva ser reavaliada.

BIBLIOGRAFIA

ABREU, L. V. L. D. **Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, Brasil, 2005.

ALBERTO, L. F. C.; CHIANG, H. D. Theoretical foundation of cuep method for two-time scale power system models. In: **2009 IEEE Power Energy Society General Meeting**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–9. ISSN 1932-5517.

ANEEL. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**. [s.n.], 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>.

BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Estabilidade Transitória em Sistemas Eletroenergéticos**. Primeira edição. [S.l.]: São Carlos, SP: EESC/USP Projeto REENGE, 2000. ISBN 85-85205-31-8.

BRUNO, S.; TUGLIE, E. D.; SCALA, M. L. Transient security dispatch for the concurrent optimization of plural postulated contingencies. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 17, n. 3, p. 707–714, Aug 2002. ISSN 0885-8950.

CAPITANESCU, F. et al. State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow. **Electric Power Systems Research**, v. 81, n. 8, p. 1731 – 1741, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611000885>.

CHEN, L. et al. Optimal operation solutions of power systems with transient stability constraints. **Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications, IEEE Transactions on**, v. 48, n. 3, p. 327–339, Mar 2001. ISSN 1057-7122.

CHOW, J. H. et al. Inertial and slow coherency aggregation algorithms for power system dynamic model reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 680–685, May 1995. ISSN 0885-8950.

FERNANDES, T. S. P. **Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas Multi-Usuários**. Dissertação (Doutorado) — UFSC, Florianópolis, Brasil, 2004.

FUCHS, K. **Operação ótima de redes de distribuição com geradores síncronos via fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória angular**. Dissertação (Mestrado) — UFPR, Universidade Federal do Paraná, 2015.

GALARZA, R. J. et al. Aggregation of exciter models for constructing power system dynamic equivalents. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 3, p. 782–788, Aug 1998. ISSN 0885-8950.

GAN, D.; THOMAS, R.; ZIMMERMAN, R. Stability-constrained optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 15, n. 2, p. 535–540, May 2000. ISSN 0885-8950.

GOMES, P. et al. Geração distribuída: vantagens, problemas e perspectivas. In: **VII SEPOPE, 2000**. [S.l.: s.n.], 2000.

GRUJIÄE, L. T. Uniform asymptotic stability of non-linear singularly perturbed general and large-scale systems. **International Journal of Control**, v. 33, n. 3, p. 481–504, 1981.

HAQUE, M. Novel method of finding the first swing stability margin of a power system from time domain simulation. **Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-**, v. 143, n. 5, p. 413–419, Sep 1996. ISSN 1350-2360.

JIANG, Q.; HUANG, Z. An enhanced numerical discretization method for transient stability constrained optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 4, p. 1790–1797, Nov 2010. ISSN 0885-8950.

KHALIL, H. K. **Nonlinear systems**. Upper Saddle River, (N.J.): Prentice Hall, 1996. ISBN 0-13-228024-8. Disponível em: <<http://opac.inria.fr/record=b1091137>>.

KHORASANI, K.; PAI, M. A. Two time scale decomposition and stability analysis of power systems. **IEE Proceedings D - Control Theory and Applications**, v. 135, n. 3, p. 205–212, May 1988. ISSN 0143-7054.

KIMBARK, E. **Power System Stability**. John Wiley & Sons, 1995. (Power System Stability, v. 1-3). ISBN 9780780311350. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=aQ5JY2DP7R8C>>.

KUIAVA, R. **Projeto de Controladores para o amortecimento de oscilações em Sistemas Elétricos com Geração Distribuída**. Dissertação (Doutorado) — USP, São Carlos, Brasil, 2010.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. Segunda edição. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, Aug 2004. ISSN 0885-8950.

LARA, M. M. **Análise da estabilidade transitória angular de geradores síncronos em redes de distribuição via margem de estabilidade na 1 oscilação**. Dissertação (Mestrado) — UFPR, Universidade Federal do Paraná, 2014.

MME. **Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2014**. [s.n.], 2015. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores/boletins-de-energia>>.

_____. **Balanco Energético Nacional - Exercício de 2015**. [s.n.], 2016. Disponível em: <<http://https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioSintese.aspx?anoColeta=2016anoFimColeta=2015>>.

NGUYEN, T. B.; PAI, M. A. Dynamic security-constrained rescheduling of power systems using trajectory sensitivities. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 2, p. 848–854, May 2003. ISSN 0885-8950.

PILLCO, E. C. **Estudo da estabilidade de tensão em duas escalas de tempo por métodos diretos - Análise Quase Estática**. Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2015.

PILLCO., E. C.; ALBERTO, L. F. C. A two-time scale framework for stability analysis of electrical power system. In: **2014 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 2660–2663. ISSN 0271-4302.

PILLCO, E. C.; ALBERTO, L. F. C. On the foundations of stability analysis of power systems in time scales. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, v. 62, n. 5, p. 1230–1239, May 2015. ISSN 1549-8328.

PIZANO-MARTINEZ, A.; FUERTE-ESQUIVEL, C.; RUIZ-VEGA, D. Global transient stability-constrained optimal power flow using the sime method. In: **Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE**. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–8. ISSN 1944-9925.

RAMOS, R. A. **Procedimento de projeto de controladores robustos para o amortecimento de oscilações eletromecânicas em sistemas de potência**. Dissertação (Doutorado) — USP, São Carlos, Brasil, 2002.

RAMOS, R. A.; BRETAS, N. G.; ALBERTO, L. F. C. **Modelagem de Máquinas Síncronas aplicada ao Estudo de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Primeira edição. [S.l.]: São Carlos, SP: EESC/USP Projeto REENGE, 2000. ISBN 85-85205-31-8.

RUIZ-VEGA, D.; PAVELLA, M. A comprehensive approach to transient stability control. i. near optimal preventive control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 18, n. 4, p. 1446–1453, Nov 2003. ISSN 0885-8950.

SALIM, R. H. et al. Impact of power factor regulation on small-signal stability of power distribution systems with distributed synchronous generators. **Europ. Trans. on Electr. Power**, v. 21, n. 7, p. 1923–1940, 2011.

SCALA, M. L.; TROVATO, M.; ANTONELLI, C. On-line dynamic preventive control: An algorithm for transient security dispatch. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 13, n. 2, p. 601–610, May 1998. ISSN 0885-8950.

THEODORO, E. A. R. **Contribuição à Análise de Estabilidade Transitória em Duas Escalas de Tempo, se Sistemas Elétricos de Potência via Métodos Diretos**. Dissertação (Mestrado) — USP, São Carlos, Brasil, 2013.

XU, Y. et al. A hybrid method for transient stability-constrained optimal power flow computation. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 27, n. 4, p. 1769–1777, Nov 2012. ISSN 0885-8950.

Y.; KUBOKAWA, J.; SASAKI, H. Optimal power flow solution with multi-contingency transient stability constraints. In: **Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on**. [S.l.: s.n.], 2002. v. 4, p. 2009–2013 vol.4.

ZARATE-MINANO, R. et al. Securing transient stability using time-domain simulations within an optimal power flow. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 25, n. 1, p. 243–253, Feb 2010. ISSN 0885-8950.

ANEXO A

As Tabelas 1, 2 e 3 apresentam respectivamente os dados das barras, linhas e geradores da simulação no software ANATEM apresentada no Capítulo 3. A potência base desta simulação é de 10 MVA e foi simulada pelo tempo de 10 segundos com um passo de 1ms.

Tabela 1: A1 - Características das barras sistema Anexo A

| Barras | Tipo | Nome | V | teta | P [MW] | Q [MVar] |
|--------|------|------|-----|------|--------|----------|
| 1 | Ref. | B1 | 1,0 | 0,0 | – | – |
| 2 | PQ | B2 | – | – | 6,0 | 0,7 |

Tabela 2: A2 - Características das linhas sistema Anexo A

| Barra de | Barra Para | Id | r (%) | X (%) |
|----------|------------|----|-------|-------|
| 1 | 2 | 1 | 0,00 | 1,50 |
| 1 | 2 | 2 | 0,00 | 1,50 |
| 1 | 2 | 3 | 0,00 | 1,50 |
| 1 | 2 | 4 | 0,00 | 1,50 |

Tabela 3: A3 - Características dos geradores sistema Anexo A

| Geradores | Barra | Modelo | Ld | Lq | L'd | L1 | T'd | T''d | T'''q | H | D |
|-----------|-------|--------|------|------|------|------|-----|-------|-------|---|----|
| G1 | 1 | MD01 | – | – | – | – | – | – | – | – | – |
| G2 | 2 | MD02 | 1,15 | 2,13 | 0,25 | 0,19 | 7,8 | 0,066 | 0,075 | 5 | 5% |

ANEXO B

As Tabelas 4 e 5 apresentam respectivamente os dados de modelagem das linhas e barras do sistema teste apresentado no Capítulo 5, considerando uma potências base de $10MVA$.

Tabela 4: B1 - Dados das linhas do sistema teste - Anexo B

| Barra De | Barra Para | r (p.u) | X (p.u) | B (p.u) | Componente |
|----------|------------|---------|---------|---------|---------------|
| 291 | 292 | 0,000 | 0,099 | 0,000 | Transformador |
| 292 | 701 | 0,003 | 0,005 | 0,000 | Linha |
| 292 | 901 | 0,018 | 0,036 | 0,000 | Linha |
| 901 | 501 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | Linha |
| 901 | 902 | 0,037 | 0,076 | 0,000 | Linha |
| 902 | 903 | 0,044 | 0,092 | 0,000 | Linha |
| 901 | 904 | 0,003 | 0,007 | 0,000 | Linha |
| 904 | 905 | 0,020 | 0,015 | 0,000 | Linha |
| 905 | 906 | 0,004 | 0,004 | 0,000 | Linha |
| 906 | 907 | 0,022 | 0,020 | 0,000 | Linha |
| 906 | 908 | 0,009 | 0,008 | 0,000 | Linha |
| 908 | 909 | 0,119 | 0,039 | 0,000 | Linha |
| 908 | 910 | 0,148 | 0,049 | 0,000 | Linha |
| 910 | 911 | 0,755 | 0,248 | 0,000 | Linha |
| 292 | 801 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | Linha |
| 801 | 808 | 0,023 | 0,048 | 0,000 | Linha |
| 808 | 809 | 0,003 | 0,005 | 0,000 | Linha |
| 809 | 810 | 0,016 | 0,032 | 0,000 | Linha |
| 810 | 812 | 0,010 | 0,021 | 0,000 | Linha |
| 812 | 813 | 0,045 | 0,009 | 0,000 | Linha |
| 810 | 811 | 0,051 | 0,026 | 0,000 | Linha |
| 801 | 802 | 0,020 | 0,042 | 0,000 | Linha |
| 802 | 803 | 0,023 | 0,048 | 0,000 | Linha |
| 803 | 805 | 0,269 | 0,088 | 0,000 | Linha |
| 805 | 806 | 0,145 | 0,048 | 0,000 | Linha |
| 806 | 807 | 0,298 | 0,098 | 0,000 | Linha |
| 803 | 804 | 0,027 | 0,055 | 0,000 | Linha |
| 804 | 601 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | Linha |
| 601 | 602 | 0,000 | 0,028 | 0,000 | Transformador |
| 602 | 603 | 0,000 | 0,020 | 0,000 | Transformador |
| 701 | 702 | 0,000 | 0,039 | 0,000 | Transformador |
| 807 | 604 | 0,000 | 0,039 | 0,000 | Transformador |

Tabela 5: B2 - Dados das barras do sistema teste - Anexo B

| Barra | P [p.u] | Q [p.u] |
|-------|---------|---------|
| 291 | 0,00 | 0,00 |
| 292 | 0,00 | 0,00 |
| 701 | 1,90 | 0,87 |
| 901 | 0,12 | 0,06 |
| 501 | 0,00 | 0,00 |
| 902 | 0,06 | 0,03 |
| 903 | 0,00 | 0,00 |
| 904 | 0,11 | 0,05 |
| 905 | 0,59 | 0,29 |
| 906 | 0,16 | 0,08 |
| 907 | 0,00 | 0,00 |
| 908 | 0,08 | 0,04 |
| 909 | 0,09 | 0,05 |
| 910 | 0,10 | 0,05 |
| 911 | 0,00 | 0,00 |
| 801 | 0,00 | 0,00 |
| 808 | 0,06 | 0,03 |
| 809 | 0,11 | 0,05 |
| 810 | 0,10 | 0,05 |
| 812 | 0,03 | 0,01 |
| 813 | 0,00 | 0,00 |
| 811 | 0,07 | 0,03 |
| 802 | 0,01 | 0,01 |
| 803 | 0,02 | 0,01 |
| 805 | 0,00 | 0,00 |
| 806 | 0,04 | 0,02 |
| 807 | 0,05 | 0,02 |
| 804 | 1,25 | 0,57 |
| 601 | 5,50 | 0,00 |
| 602 | 0,00 | 0,20 |
| 603 | 0,00 | 0,00 |
| 702 | 5,00 | 1,00 |
| 604 | 5,00 | 1,00 |